

UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA

FACULTAD DE INGENIERÍA MINAS

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO



TESIS

**“APLICACIÓN DE TECNOLOGÍA TUBING CONVEYED PERFORATING –
TCP, BAJO BALANCE PARA INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD EN POZOS
DEL NORTE DEL PERU”**

Presentado por:

BR JOSE ARTURO MAURICIO INFANTE

ASESOR: DR. ING° WILMER ARÉVALO NIMA

**Línea de Investigación: Aprovechamiento y gestión sostenible del
ambiente y los recursos naturales**

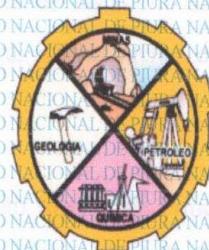
Piura – Perú

Año 2019

UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA

FACULTAD DE INGENIERÍA MINAS

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO



TESIS

***APLICACIÓN DE TECNOLOGÍA TUBING CONVEYED PERFORATING ***

ICP, BAJO BALANCE PARA INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD EN POZOS

DEL NORTE DEL PERU"

PRESENTADO POR:


BR. JOSE ARTURO MAURICIO INFANTE
EJECUTOR


DR. ING. WILMER AREVALO NIMA
ASESOR

“Año de la lucha contra la Corrupción y la Impunidad”

DECLARACIÓN JURADA DE ORIGINALIDAD DE LA TESIS

Via: José Arturo Mauricio Infante, identificado con D.N.I N°42713543 Bachiller de la Escuela Profesional de Ingeniería de Petróleo, de la Facultad de Ingeniería de Minas, domiciliado en los Pinos B-11 2da Etapa, Provincia Talara, Departamento de Piura, Celular:942238503Email:dajota176@hotmail.com

DECLARO BAJO JURAMENTO: que la tesis que presento es original e inédita, no siendo copia parcial ni total de una tesis desarrollada, y/o realizada en el Perú o en el Extranjero, en caso contrario de resultar falsa la información que proporciono, me sujeto a los alcances de lo establecido en el art. N° 411, del código Penal concordante con el art. 32 de la Ley N° 27444, y Ley del Procedimiento Administrativo General y las Normas Legales de Protección a los Derechos de Autor.

En fe de lo cual firmo la presente.

Piura, 21 de octubre de 2019



JOSE ARTURO MAURICIO INFANTE

DNI N° 42713543

Artículo 411.- El que, en un procedimiento administrativo, hace una falsa declaración en relación con hechos o circunstancias que le corresponde probar, violando la presunción de veracidad establecida por ley, será reprimido con pena privativa de libertad no menor de uno ni mayor de cuatro años.

Art.4, Inciso 4.12 del Reglamento del Registro Nacional de Trabajos de Investigación para optar grados académicos y títulos profesionales – RENATI Resolución de Concejo Directivo N° 033-2016-SUNEDU/CD

UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA

FACULTAD DE INGENIERÍA MINAS

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO



TESIS

“APLICACIÓN DE TECNOLOGÍA TUBING CONVEYED PERFORATING –

TCP, BAJO BALANCE PARA INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD EN POZOS

DEL NORTE DEL PERU”

APROBADA POR:

DR. ING. JUAN C. TANTARUNA OCSAS
PRESIDENTE

ING. CARLOS RAMIREZ CASTANEDA
SECRETARIO

ING. GREGORIO MECHATO QUINTANA MSC.
VOCAL



UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA
FACULTAD DE INGENIERIA DE MINAS
DECANATO

"AÑO DE LA LUCHA CONTRA LA CORRUPCIÓN Y LA IMPUNIDAD"

ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TESIS

Los Miembros del Jurado Calificador nombrados mediante Resolución N° 903-CF-2019, de fecha diecisiete de setiembre de dos mil diecinueve, que suscriben, reunidos el día lunes veintiuno de octubre de dos mil diecinueve, a horas 01:00 p.m., en la Sala de Conferencias - FIM, para la sustentación de la Tesis titulada "APLICACIÓN DE TECNOLOGÍA TUBING CONVEYED PERFORATING - TCP, BAJO BALANCE PARA INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD EN POZOS DEL NORTE DEL PERÚ", conducida por el señor Bachiller en Ingeniería de Petróleo MAURICIO INFANTE JOSÉ ARTURO, la misma que cuenta con el asesoramiento del Dr. Ing° Wilmer Avévalo Nima.. Efectuadas las observaciones y dadas las respuestas, lo declaran:

DESAPROBADO	APROBADO			
	Bueno	Muy Bueno	Sobresaliente	Excelente
	-----	-----	-----	-----

En consecuencia, queda en condición de ser calificado **APTO** y solicitar al Consejo Universitario de la Universidad Nacional de Piura, le otorgue el **TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO DE PETRÓLEO**, de conformidad con lo estipulado en las normas legales vigentes de la Universidad Nacional de Piura.

Piura, 21 de octubre de 2019.

DR. ING° JUAN C. TANTARUNA OCSAS
Presidente del Jurado calificador

ING° CARLOS RAMÍREZ CASTAÑEDA
Secretario del Jurado calificador

ING° GREGORIO MECHATO QUINTANA M.Sc.
Vocal del Jurado Calificador.

YMN

RESUMEN.....	ix
SUMMARY.....	x
INTRODUCCIÓN.....	xi
CAPITULO I.....	1
1. ASPECTOS DE LA PROBLEMÁTICA.....	1
1.1 DESCRIPCIÓN DE LA REALIDAD PROBLEMÁTICA.....	1
1.1.1 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.....	1
1.1.1.1 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA GENERAL.....	1
1.1.1.2 FORMULACIÓN DE LOS PROBLEMAS ESPECÍFICOS.....	1
1.2 JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA DE LA INVESTIGACIÓN.....	2
1.3 OBJETIVOS.....	2
1.3.1 OBJETIVO GENERAL.....	2
1.3.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	2
1.4 DELIMITACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
CAPITULO II.....	6
2 MARCO TEORICO.....	6
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	6
2.2 SITUACIÓN ACTUAL DE LOS RESERVORIOS DEL NOR-OESTE.....	7
2.2.1 COMPLETACIÓN O TERMINACIÓN DE POZOS.....	7
2.2.2 DEFINICIÓN DE COMPLETACIÓN.....	7
2.2.3 FASE DE COMPLETACIÓN.....	8
2.2.4 SISTEMAS Y TÉCNICAS DE COMPLETACIÓN DE POZOS.....	8
2.2.4.1 CRITERIOS PARA CLASIFICAR LAS COMPLETACIONES.....	9
2.2.4.2 COMPLETACION SEGÚN EL TIPO DE POZO.....	9
2.2.4.3 COMPLETACIÓN SEGÚN EL NÚMERO DE SARTAS DE PRODUCCIÓN...10	
2.2.4.4 OPERACIONES PRINCIPALES DURANTE LA COMPLETACIÓN DE POZOS	
2.2.5 FACTORES QUE AFECTAN LA PRODUCTIVIDAD DE UN POZO.....14	
2.2.5.1 FACTORES GEOMÉTRICOS DEL DISPARO.....16	
2.2.5.2 PRESIÓN DIFERENCIAL AL MOMENTO DEL DISPARO.....19	
2.2.6 OPERACIONES DE CAÑONEO O BALEO DEL POZO.....29	
2.2.6.1 TEORÍA DE LOS DISPAROS.....31	
2.2.6.2 TIPOS DE DISPAROS.....31	
2.2.7 NUEVAS TECNOLOGÍAS.....33	
2.2.8 CARGAS MOLDEADAS.....35	

2.3	GLOSARIO DE TERMINOS BASICOS.....	39
2.4	MARCO REFERENCIAL.....	41
2.5	HIPOTESIS.....	41
2.5.1	HIPOTESIS GENERAL.....	41
2.5.2	HIPOTESIS ESPECIFICA.....	41
2.6	DEFINICIÓN Y OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES.....	42
2.6.1	VARIABLES INDEPENDIENTE.....	42
2.6.2	VARIABLE DEPENDIENTE.....	42
2.6.3	OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES.....	42
CAPITULO III.....	43
3	MARCO METODOLOGICO.....	43
3.1	ENFOQUE Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	43
3.1.1	INVESTIGACIÓN CUANTITATIVA.....	43
3.1.2	DISEÑO.....	43
3.2	SUJETOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	43
3.2.1	UNIVERSO.....	43
3.2.2	POBLACIÓN.....	43
3.2.3	MUESTRA.....	44
3.3	APLICACIÓN DE LA TECNICA TUBING CONVEYED PERFORATING- TCP, BAJO BALANCE EN POZOS ESTIMULADOS CON FRACTURA EN EL NOR-OESTE.....	44
3.3.1	TECNOLOGÍA EN EL SISTEMA DE CAÑONES.....	46
3.3.1.1	CAÑONES PARA CASING (CASING PERFORATING GUNS) RECUPERABLES.....	46
3.3.1.2	CAÑONES DESCARTABLES.....	48
3.3.1.3	CAÑONES BAJADOS A TRAVÉS DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN (WIRELINE CONVEYED THRU TUBING GUNS).....	49
3.3.2	CAÑONES DESCARTABLES BAJADOS CON PACKER.....	51
3.3.3	TECNOLOGÍA EN TUBING CONVEYED PERFORATING- TCP, BAJO BALANCE.....	52
3.3.3.1	CONSECUENCIAS DE UN PUNZADO INEFICAZ.....	52
3.3.3.2	APLICACIÓN DE LA TÉCNICA BAJO BALANCE PARA REDUCIR EL DAÑO.....	53

3.3.3.3 TECNOLOGÍA EN EL SISTEMA DE CARGAS.....	53
3.3.3.4 CARACTERISTICAS PRINCIPALES DEL SISTEMA T.C.P.....	58
3.3.3.5 CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DEL SISTEMA TCP.....	61
3.3.3.6 DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS.....	62
3.3.4 DESCRIPCION DEL PROCEDIMIENTO.....	72
3.3.5 POZOS CON APLICACION DE LA TECNICA TCP.....	74
3.3.5.1 COMPLETACIÓN Y ESTIMULACIÓN DEL POZO “AX-1”.....	74
3.4 TECNICAS DE MUESTREO E INSTRUMENTOS.....	80
3.4.1 TÉCNICAS DE MUESTREO Y RECOLECCIÓN DE DATOS.....	80
3.4.2 INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN.....	80
3.5 CONFIABILIDAD Y VALIDEZ DE LOS INSTRUMENTOS.....	80
CONCLUSIONES.....	81
RECOMENDACIONES.....	82
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	82

RESUMEN

Un pozo de petróleo se perfora para establecer una comunicación entre la superficie y el yacimiento, esta comunicación se efectiviza al perforar la tubería de revestimiento de acero utilizando los cañones o escopetas y los sistemas de levantamiento. Durante el proceso de cañoneo el daño de formación que se genera, es uno de los principales problemas, este es originado por la presión del impacto del disparo que traspasa el acero, cemento, formación y fluidos dentro de esta. Como resultado de dicho impacto se presentan escombros sueltos en los huecos de los perforados generándose una obstrucción y taponamiento de los canales impidiendo la salida de los fluidos y generando una alta caída de presión, por tanto, el daño debido al cañoneo es un considerable limitante tanto para la productividad como para la inyectividad de un pozo.

Actualmente los campos del Norte son campos de baja presión, por eso es necesario optimizar todo los parámetros que intervienen en la productividad de los pozos. El presente estudio estuvo dirigido a demostrar la factibilidad de aplicar la nueva técnica de Tubing Conveyed Perforating – TCP, a bajo balance con el objetivo de extraer los residuos de los baleos y mejorar la productividad del pozo reduciendo la caída de presión.

La adecuada selección del sistema que se va a utilizar, toma en consideración varios parámetros para que la operación de baleo sea efectiva, como son: resistencia a la compresión de las formaciones, grado de desviación del pozo, presión y temperatura del reservorio, espesor de la zona de interés, la litología de la zona productiva, propiedades petrofísicas de la roca como porosidad, permeabilidad, el daño y el tipo de fluido a producir.

La nueva tecnología TCP, nos permite bajar los cañones con tubería de producción y se puede bajar una sarta de cañones para punzar dos o mas zonas. Incorporando Packers que permiten aislar zonas y bajar sarts de producción selectiva. El sistema TCP, también permite liberar cañones y dejarlos caer, sentar packers y abrir y cerrar válvulas.

Esta técnica se aplicó el Nor- Oeste al fracturar un reservorio en la formación Amotape de baja permeabilidad produciendo un incremento en la productividad equivalente al 100% . El beneficio económico del uso del sistema TCP está en punzonar de un mismo pozo en forma selectiva varias zonas. Todo con la finalidad de obtener perforaciones óptimas que nos permitan incrementar la producción de nuestros campos maduros del Nor-oeste del Perú.

PALABRAS CLAVES: sistemas de levantamiento, nueva técnica de Tubing Conveyed Perforating – TCP, campos maduros del Nor-oeste.

SUMMARY

An oil well is drilled to establish a communication between the surface and the reservoir, this communication is effected by drilling the steel casing pipe using the cannons or shotguns and the lifting systems. During the gunning process the formation damage that is generated, is one of the main problems, this is caused by the pressure of the impact of the shot that passes the steel, cement, formation and fluids within it. As a result of this impact, loose debris appears in the holes of the perforated ones, generating an obstruction and plugging of the channels preventing the exit of the fluids and generating a high pressure drop, therefore, the damage due to the cannon is a considerable limitation both for productivity as well as for the injection of a well. Currently the northern fields are low pressure fields, so it is necessary to optimize all the parameters involved in the productivity of the wells. The present study was aimed at demonstrating the feasibility of applying the new technique of Tubing Conveyed Perforating - TCP, at a low balance in order to extract the waste from the bullets and improve the productivity of the well by reducing the pressure drop. The proper selection of the system to be used takes into account several parameters for the baleo operation to be effective, such as: resistance to compression of the formations, degree of deviation of the well, pressure and temperature of the reservoir, thickness of the zone of interest, the lithology of the productive zone, petrophysical properties of the rock such as porosity, permeability, damage and the type of fluid to be produced.

The new TCP technology allows us to lower the cannons with production pipe and a string of cannons can be lowered to puncture two or more areas. Incorporating Packers that allow to isolate zones and lower strips of selective production. The TCP system also allows you to release cannons and drop them, sit packers and open and close valves.

This technique was applied to the North-West by fracturing a reservoir in the Amotape formation of low permeability producing an increase in productivity equivalent to 100%. The economic benefit of using the TCP system is to selectively punch several zones from the same well. All with the purpose of obtaining optimal perforations that allow us to increase the production of our mature fields in the North-West of Peru.

KEY WORDS: survey systems, new technique of Tubing Conveyed Perforating - TCP, mature fields of the North-West.

INTRODUCCIÓN

Un pozo se perfora para establecer una comunicación entre la superficie y el yacimiento, esta comunicación no basta con abrir orificios en la tubería de revestimiento de acero utilizando los cañones o escopetas y los sistemas de levantamiento. La tecnología de disparo basada en las propiedades promedio de la formación y en el comportamiento de las cargas huecas, hoy en día, se está reemplazando por un enfoque más orientado a las necesidades específicas. El diseño de los disparos constituye una parte integral del planeamiento de la completación, en el que se tienen en cuenta las condiciones del yacimiento, las características de la formación y las exigencias del pozo.

La adecuada selección del sistema que se va a utilizar, toma en consideración varios parámetros para que la operación de baleo sea efectiva, como son: resistencia a la compresión de las formaciones, grado de desviación del pozo, presión y temperatura del reservorio, espesor de la zona de interés, la litología de la zona productiva, propiedades petrofísicas de la roca como porosidad, permeabilidad, el daño y el tipo de fluido a producir.

Teniendo en cuenta estos parámetros se podrá diseñar y elegir la mejor técnica de baleo, tipo de carga, la densidad de disparo por pie, y cañones o escopetas a utilizar. Todo con la finalidad de obtener perforaciones óptimas que nos permitan incrementar la producción de nuestros campos maduros del Nor-oeste del Perú.

CAPITULO I

1 ASPECTOS DE LA PROBLEMÁTICA

1.1.DESCRIPCIÓN DE LA REALIDAD PROBLEMÁTICA

Durante el proceso de cañoneo el daño de formación que se genera, es uno de los principales problemas, este es originado por la presión del impacto del disparo que traspasa el acero, cemento, formación y fluidos dentro de esta. Como resultado de dicho impacto se presentan escombros sueltos en los huecos de los perforados generándose una obstrucción y taponamiento de los canales impidiendo la salida de los fluidos y generando una alta caída de presión, por tanto, el daño debido al cañoneo es un considerable limitante tanto para la productividad como para la inyectividad de un pozo.

Los disparos con explosivos pulverizan los granos de roca de la formación generando una zona de baja permeabilidad en la formación alrededor de las cavidades de los disparos, facilitando la posibilidad de depositación de finos. Este proceso también deja algunos detritos residuales de la detonación dentro de los túneles de los disparos. El rebote elástico de la formación alrededor de los túneles recién creados genera daño por las vibraciones adicionales de los disparos. Tanto el daño como los parámetros de los disparos: penetración en la formación, tamaño del orificio, número de disparos y el ángulo entre los orificios tienen un impacto significativo sobre la caída de presión en las cercanías del pozo y por lo tanto sobre la producción. La optimización de estos parámetros y la disminución del daño provocado por los disparos, es de suma importancia para obtener una buena relación de productividad y evitar un gran número de intervenciones al pozo en el futuro.

1.1.1. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

1.1.1.1. Formulación del Problema General

¿Cómo minimizar el daño que se produce en los orificios de la formación durante el proceso de cañoneo con el objeto de incrementar la productividad en pozos del norte del Perú?

1.1.1.2. Formulación de los Problemas Específicos

1. ¿Qué características presentan los campos del Nor-Oeste?

2. ¿Qué se puede hacer para evitar que se acumulen detritos y residuos del baleo en los orificios baleados, los cuales incrementan la caída de presión ?
3. ¿Qué se debe hacer para que los disparos pasen la zona dañada por la perforación?
4. ¿Qué técnicas existen para cañoneo de pozos?
5. ¿Qué resultado traería utilizar la Técnica de TCP, para mejorar la productividad de los campos?

1.2.JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA DE LA INVESTIGACIÓN

Los campos petroleros del Nor-Oeste, se caracterizan por ser campos con más de cien años de explotación, y son campos que producen por el mecanismo de expansión de gas en solución y empuje por capa de gas. Por lo que actualmente son campos de baja presión, por eso es necesario optimizar todo los parámetros que intervienen en la productividad de los pozos. Es así como durante el proceso de completación, al ser cañoneado la tubería de revestimiento para poder comunicar el pozo con el yacimiento, es que se producen altas caídas de presión debido al daño de formación producido durante la perforación del pozo y daño en los orificios debido al cañoneo de la tubería de revestimiento por la depositación de los residuos que se generan y que reducen la permeabilidad hacia el pozo. Es por eso que se plantea el presente estudio para justificar la factibilidad de aplicar la nueva técnica de Tubing Conveyed Perforating – TCP, a bajo balance con el objetivo de extraer los residuos de los baleos y mejorar la productividad del pozo reduciendo la caída de presión.

1.3.OBJETIVOS

1.3.1. OBJETIVO GENERAL

Incrementar la productividad de los pozos del Nor- Oeste, aplicando la tecnología Tubing Conveyed Perforating – TCP, bajo balance para reducir la caída de presión en los perforados.

1.3.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Caracterizar los reservorios del Nor-Oeste en la actualidad y analizar las condiciones bajo las cuales se podría mejorar su productividad
- Analizar el daño de formación obtenido con la tecnología de cañoneo aplicada y compararlo con otros escenarios.

- Realizar el análisis técnico de la mejora en la productividad como resultado de aplicar la técnica bajo balance.
- Realizar el análisis técnico en base a la mejora de productividad como función de la penetración en la formación, densidad de disparos y diámetro del orificio.
- Realizar el análisis técnico de aplicar la técnica TCP

1.4.DELIMITACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

La presente investigación se desarrolla en los campos petrolíferos del Nor-Oeste del Perú se encuentran en la provincia de Talara que es una de las ocho provincias que conforman el Departamento de Piura. Limita al Norte con el departamento de Tumbes y al Oeste con el océano pacifico, al Este con la provincia de Sullana y al Sur con la provincia de Paita. Talara se encuentra en tierra de tablazos desérticos y densos bosques de algarrobo que pueblan quebradas siempre secas.

CONTRATOS DE EXPLOTACIÓN				
Lote	Compañía Operadora	Área en hectáreas	Cuenca	Fecha de Suscripción
I	GMP S.A.	6,943,250	Talara	27.12.1991
II	Petrolera Monterrico S.A.	7,691,420	Talara	05.01.1996
III	Graña y Montero Petrolera S.A.	35,799,305	Talara	31.03.2015
IV	Graña y Montero Petrolera S.A.	29,521,990	Talara	31.03.2015
V	GMP S.A.	9,026,032	Talara	08.10.1993
VI	Sapet Development Perú Inc.	14,021,682	Talara	22.10.1993
VII	Sapet Development Perú Inc.	18,412,431	Talara	22.10.1993
IX	Empresa Petrolera Unipetro ABC S.A.	2,754,133	Talara	16.06.2015
X	CNPC Perú S.A.	46,952,342	Talara	20.05.1994
XIII	Olympic Perú Inc., Sucursal del Perú	263,357,845	Sechura	30.05.1996
XV	Petrolera Monterrico S.A.	9,498,904	Talara	26.05.1996
XX	Petrolera Monterrico S.A.	6,124,207	Talara	19.01.2006
Z-1	BPZ Exploración & Producción SRL	178,961,384	Tumbes - Talara	30.11.2001
Z-2B	Savja Perú S.A.	130,315,659	Talara	16.11.1993
Z-6	Savja Perú S.A.	528,116,614	Talara - Sechura	20.03.2002
Total		1'287,497,198		

CONTRATOS DE EXPLORACIÓN				
XXI	Gold Oil Perú SAC	240,755,063	Sechura	04.05.2006
XXII	Upland Oil and Gas LLC, Suc. del Perú	369,043,817	Talara - Sechura	21.11.2007
XXIII	Upland Oil and Gas LLC, Suc. del Perú	93,198,956	Talara	21.11.2007
XXVII	Petro Bayovar Inc., Sucursal del Perú	49,821,139	Sechura	16.04.2009
XXIX	Ricoll S. A.	303,802,343	Lancones	18.09.2015
Z-38	KEI (Perú Z-38) PTY Ltd., Suc. del Perú	487,545,511	Tumbes - Talara	12.04.2007
Total		1'544,166,829		

CONVENIO DE EVALUACION TECNICA				
COMPAÑIA OPERADORA	LOTE	CUENCA	FECHA DE SUSCRIPCION	AREA (ha)
Northern Hydrocarbon SAC	Area XLIII	Talara	01.08.2016	44,596,134

FIGURA 1: Compañías petroleras del Nor-oeste del Perú



FIGURA 2: Mapa político del Perú

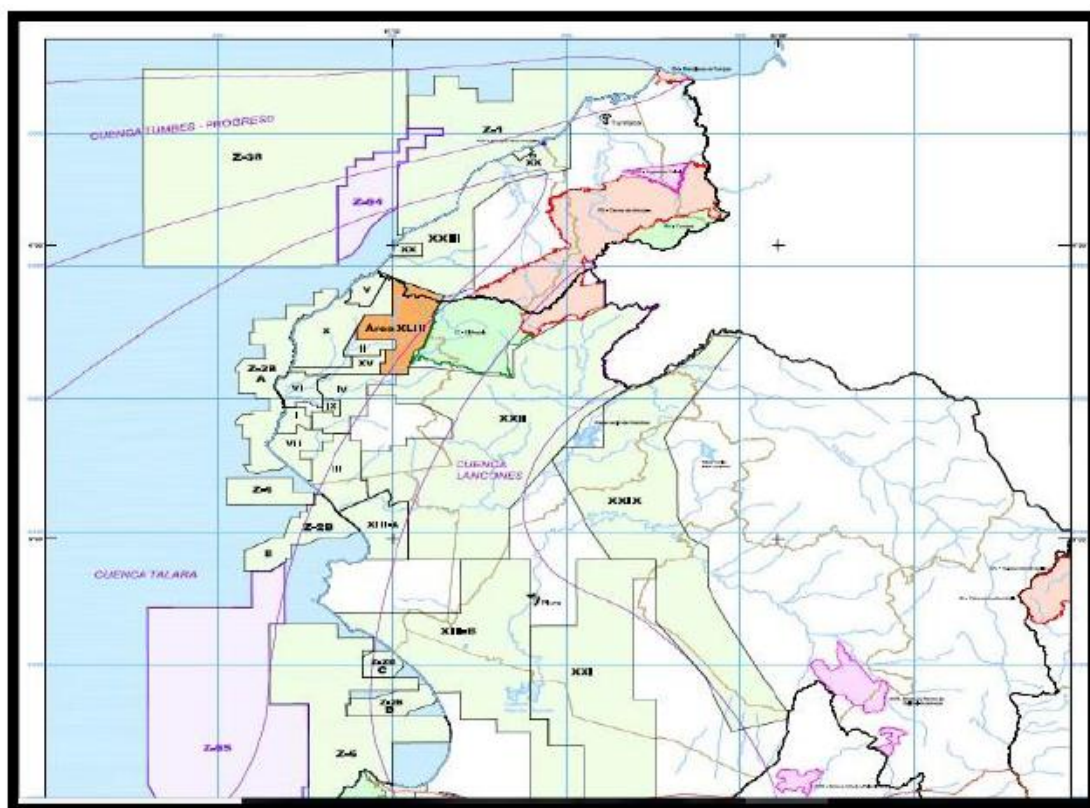


FIGURA 3: Mapa de Lotes Petroleros del Nor-oeste del Perú

CAPITULO II

2. MARCO TEORICO

2.1.ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Díaz Rodríguez J y Sánchez Rodríguez C, (2007), Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil, Ecuador. Presentaron su trabajo de Investigación titulado “Análisis Técnico- Económico del uso de las diferentes Técnicas de cañoneo en los campos operados por Petroproducción”. En este trabajo se demostró que la importancia de la operación de cañoneo, radica en la penetración alcanzada, que incide en los resultados de altas productividades de los pozos, sin dejar de tomar en cuenta el daño generado por las diferentes técnicas usadas. Para este estudio se tomó en cuenta los aspectos teóricos de las diferentes técnicas de cañoneo y los factores que afectan la operación, también se tomó en cuenta las ventajas y desventajas de cada técnica. Para el análisis técnico de los sistemas de cañoneo se empleó el simulador SPAN para la estimación de las profundidades de penetración con diferentes tipos de carga. Según los resultados obtenidos se concluyó en primer lugar que la longitud de penetración depende de las propiedades mecánicas de la roca, es decir su resistencia a la compresión y en segundo lugar del tipo de carga utilizada, además cañonear los pozos con sistemas TCP Bajo balance y PURE, genera mejores razones de productividades en comparación con las técnica de wireline. En la parte económica realizar cañoneo con la Técnica TCP, produce un costo dos veces mas caro que la técnica Wireline convencional. (Sanchez, 2007)

Sobrevilla Arias N. (año 2011), Universidad Tecnológica Equinoccial, Faculta de Ciencia de Ingeniería, Especialidad en Tecnología de Petróleos, Quito, Ecuador, presento su estudio titulado: “Estudio actualizado de cañoneo en un pozo petrolero para optimizar la producción y evitar el daño en la formación”. Su estudio se orientó hacia las técnicas actualizadas de cañoneo de un pozo, aplicaciones que llevan las diferentes empresas de servicio, para determinar la mejor técnica de obtener penetraciones limpias, más profundas y así optimizar la producción evitando el daño en la formación y reduciendo costos. Se concluyó que los cañoneos bajo balance, generalmente crean perforaciones con mayor productividad que cañoneos sobre balanceados. Los orificios quedan más limpios, y en algunos casos de mayor diámetro, debido a la remoción de una parte de la zona

compactada. De las propiedades mecánicas de las rocas de la Cuenca Oriente como la resistencia a la compresión, depende la longitud de penetración en el cañoneo, donde también influyen el diseño de la carga y el tipo. (Sobrevilla, 2011)

El cañoneo sobre balanceado generalmente daña los yacimientos de Hidrocarburos. El daño con cañoneo sobre balance puede ser minimizado, achicando el pozo o produciendo con altas caídas de presión. Se necesitan altas presiones de formación que puedan equilibrar la caída de presión en el yacimiento y la completación, mayores que el diferencial mínimo para obtener perforaciones limpias. La técnica de Wireline genera un mayor daño de la formación que las técnicas TCP Bajo- balance y PURE.

2.2.SITUACIÓN ACTUAL DE LOS RESERVORIOS DEL NOR-OESTE

2.2.1. COMPLETACIÓN O TERMINACIÓN DE POZOS

Después que un pozo ha sido perforado, se debe completar adecuadamente antes de ponerlo en producción. Una completación debe proveer los medios para la producción del Gas y/o Petróleo.

Varias Tecnologías se ha desarrollado para poner en producción los diferentes tipos de yacimientos en diferente condiciones y se han desarrollado equipos para tal fin. La selección de un equipo y las técnicas aplicadas solo pueden ser posibles mediante la Investigación de los factores que son específicos del yacimiento y Estudio de la producción del pozo.

Una completación es el conjunto de operaciones ejecutadas desde el momento en que se baja la tubería de revestimiento de producción.

Existen tres Requerimientos Básicos en cada completación.y que son:

- Seguro
- Eficiente / Económico
- Confiable

2.2.2. Definición de Completación

Es el diseño, selección e instalación de tubulares, herramientas y equipos en un pozo con el propósito de converger, bombear y controlar la producción o inyección de fluidos.

Basados en esta definición, Instalar y cementar el casing de producción o liner, así como también registros, cañoneo y pruebas, son parte del proceso de completacion

Sumado a esto, un equipo complejo de cabezal y el procesamiento y requerimientos de almacenamiento afectan la producción de un pozo y pueden derivar en variaciones en el diseño y en la configuración de la completación

2.2.3. Fase de completación

Durante la *fase de perforación*, se debe garantizar la seguridad del pozo con una serie de **barreras temporales**, cuya función es la de prevenir las pérdidas incontrolables de hidrocarburos:

- Barrera hidráulica creada por el lodo de perforación
- Barreras mecánicas compuestas de varios casings y el BOP instalado sobre la cabeza del pozo.

Durante la *fase de completación*, las barreras "temporales" usadas durante la perforación, serán reemplazadas por una serie de **barreras finales** las cuales quedarán en el pozo durante toda la vida productiva del pozo.

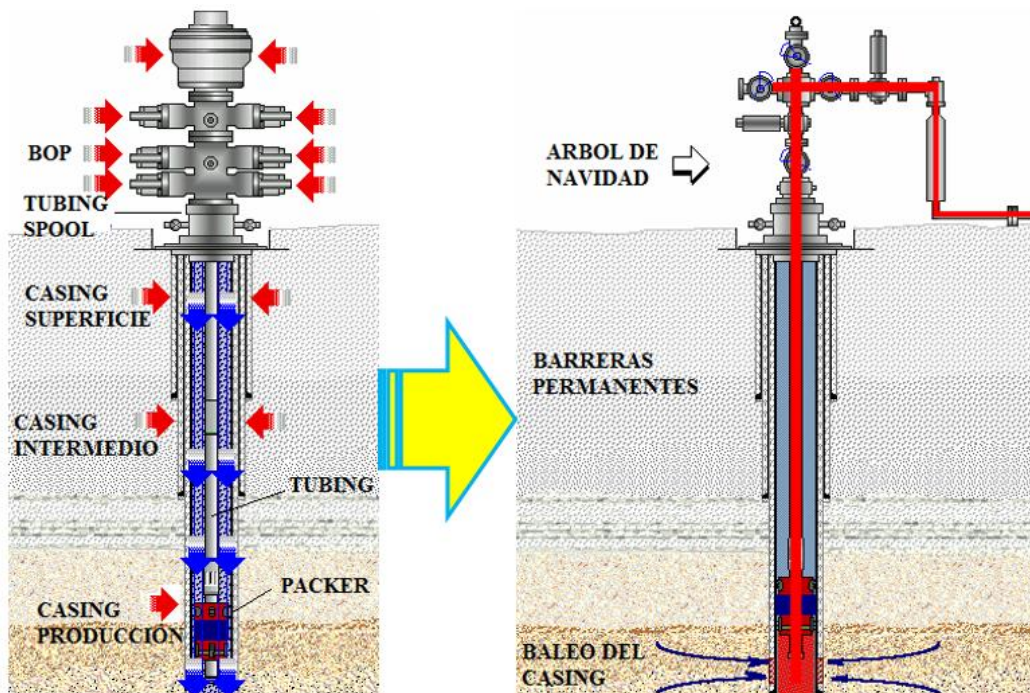


Figura 2.1 Durante la Completación las barreras temporales desaparecen y son reemplazadas por las barreras permanentes o finales.

2.2.4. Sistemas y técnicas de Completación de pozos

A medida que se ha desarrollado un mejor conocimiento de los Reservorios, y de los Métodos y prácticas de producción también se ha puesto en funcionamiento un sistema y técnicas como parte de los procesos del sistema de completaciones.

Completaciones Modernas son frecuentemente consideradas en pozos profundos, de alta Temperaturas y de condiciones difíciles. En todos los casos, realizar la completacion y eventualmente producir lo planificado, son los resultados de una planificación cuidadosa.

2.2.4.1.Criterios para clasificar las completaciones

Existen muchas maneras de clasificar los tipos de completaciones. Los criterios más comunes para la clasificación de completaciones incluyen lo siguiente:

- Estructura del hoyo / hueco abierto o entubado, completaciones horizontales.
- Zona productoras, reservas, zona sencilla o múltiples zonas
- Método de Producción, flujo natural o Levantamiento artificial.
- Mecanismo de Producción en las zonas a completar
- Necesidades futuras de estimulación
- Requerimientos para el control de arena
- Futuras reparaciones
- Posibilidades de futuros proyectos de recuperación adicional de petróleo.

2.2.4.2.Completacion según el tipo de pozo



Figura 2.2 Clasificación de la completación según el tipo de pozo

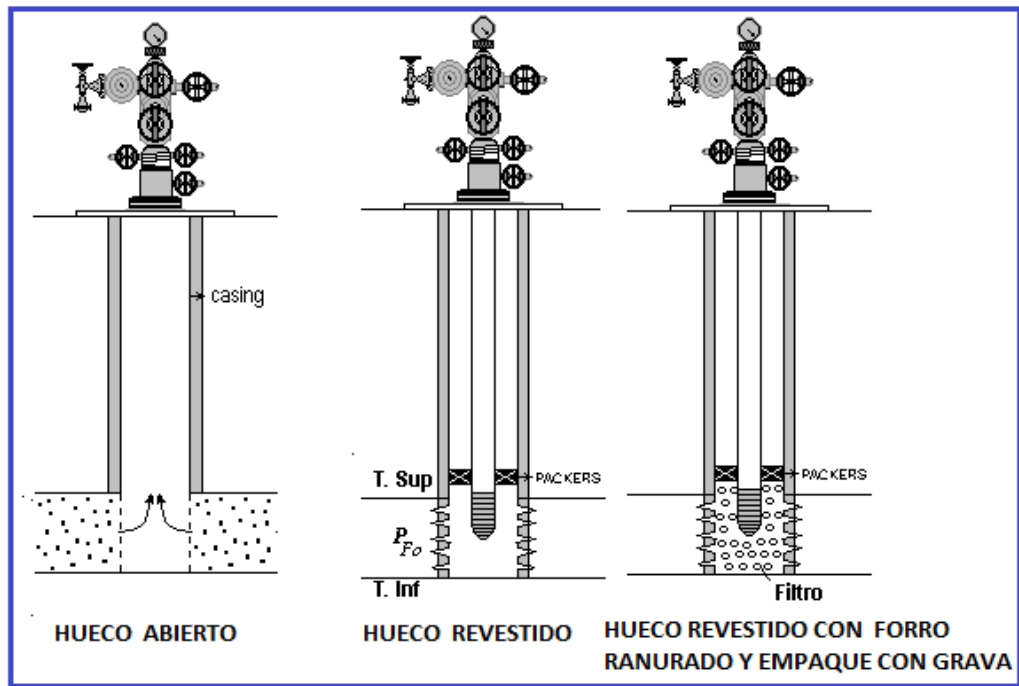


Figura 2.3 Completacion a hueco abierto y a hueco revestido

- **Completaciones a hueco abierto (Open Hole):** Estas Completaciones solo pueden ser posibles en yacimientos en formaciones duras como para prevenir derrumbamientos. El casing o liner de producción se baja y cementa en el tope rocoso, dejando las paredes del hueco abiertas
- **Completación a hueco revestido (casing hole):** Este es el método de terminación convencional, que consiste en alcanzar con la cañería de revestimiento hasta el tope inferior de la arena productora donde descansa el zapato de la cañería. Una vez cementada la cañería de revestimiento se procede al baleo y controlando estrictamente el equilibrio de presiones para tener en todo momento que $P_H = P_{Fm}$

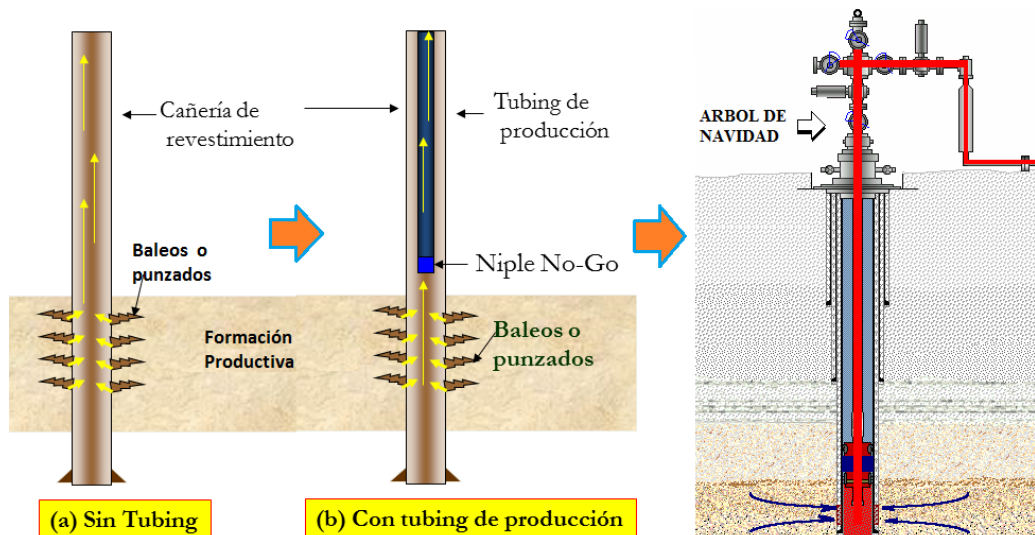


Figura 2.4 Completaciones a hueco revestido con tubería de producción y y sin tubería de producción.

2.2.4.3. Completación según el número de sarts de producción



Figura 2.5 Clasificación de la completación según el tipo de pozo

- **Terminación sencilla a hueco revestido:** Se aplica en pozos con un solo nivel productor donde se instala una sola columna de tubería de producción, con un packer para terminación simple y un árbol de navidad para terminación simple que puede ser de baja, mediana y alta presión. Las terminaciones simples pueden ser instaladas en pozos petrolíferos y pozos gasíferos.
- **Terminación sencilla de opción múltiple selectiva:** Zonas Múltiples son frecuentemente usadas en yacimientos de estructuras y características de

producción complejas. La habilidad de seleccionar y controlar la producción (o inyección) de zonas individuales siempre es la llave para asegurar el método más eficiente de producción para el yacimiento. En consecuencia completaciones de múltiples zonas pueden ser complejas pero mantienen un alto control de la producción.

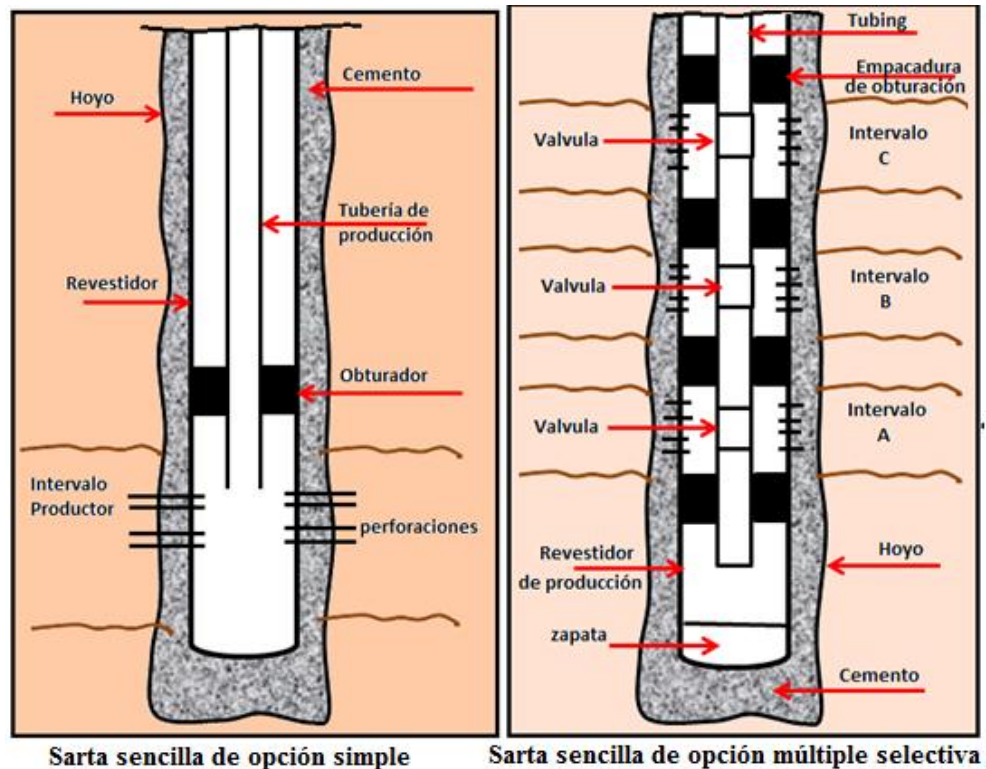


Figura 2.6 Sartas sencillas simple y selectiva (Fuente: propia)

- **Terminación múltiple:** Las Completaciones con múltiples zonas se diseñan para producir más de una zona de interés. Sin embargo, existen muchas configuraciones posibles de completaciones con zonas múltiples, algunas de las cuales permiten la selectividad en lugar de la producción simultánea.

Existen tres opciones de completación básicas para un yacimiento con Múltiples Zonas productoras. Se selecciona la opción de acuerdo a las condiciones específicas del pozo

1	Producir las zonas secuencialmente a través de una sola tubería.
2	Producir varias zonas simultáneamente a través de múltiples Tuberías.
3	Producir varias zonas mezclando producción en una sola tubería

Tabla 2.1 Opciones básicas para zonas múltiples

- **Terminación doble:** Las terminaciones dobles se dividen en:
 - Instalación de dos sartas de tubería paralelas
 - Terminación doble con una sola sarta de producción
 - Terminación doble con la instalación de tuberías concéntricas

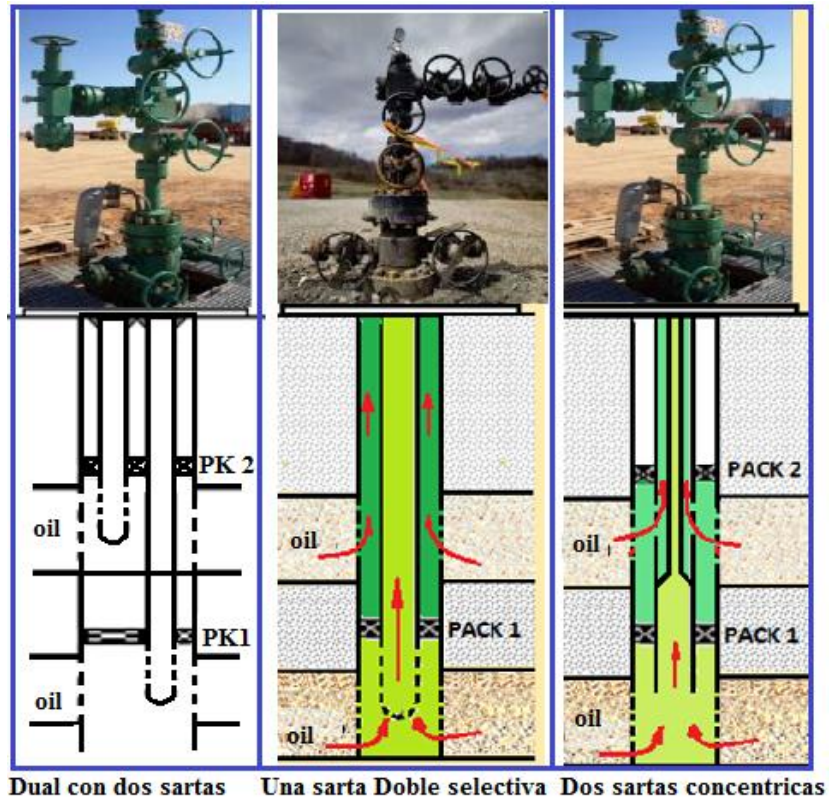


Figura 2.7 Opciones de terminaciones dobles

- **Terminación triple:** Las terminaciones triples se dividen en:
 - Instalación de tres sartas de tubería paralelas
 - Terminación triple con dos sartas de producción

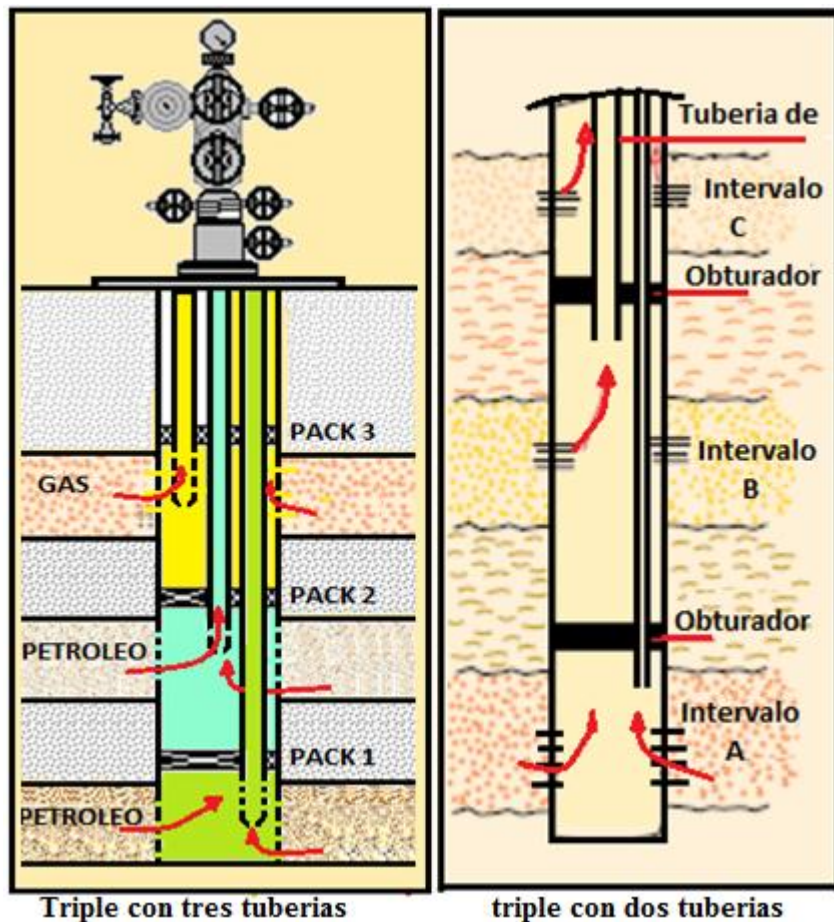


Figura 2.8 Opciones de terminaciones triples

2.2.4.4. Operaciones principales durante la Completación de pozos:

- Reperforación del Cemento
- Cambio del fluido
- Registros eléctricos (CBL, GR-CCL)
- Baleos de cañería (zona de interés)
- Pruebas de Evaluación,
- Empaque de grava en OH ó en cañería
- Bajado de arreglo final de producción.
- Instalación del arbolito de producción

Las operaciones principales durante una completación se muestran secuencialmente en el diagrama de la figura 2.9

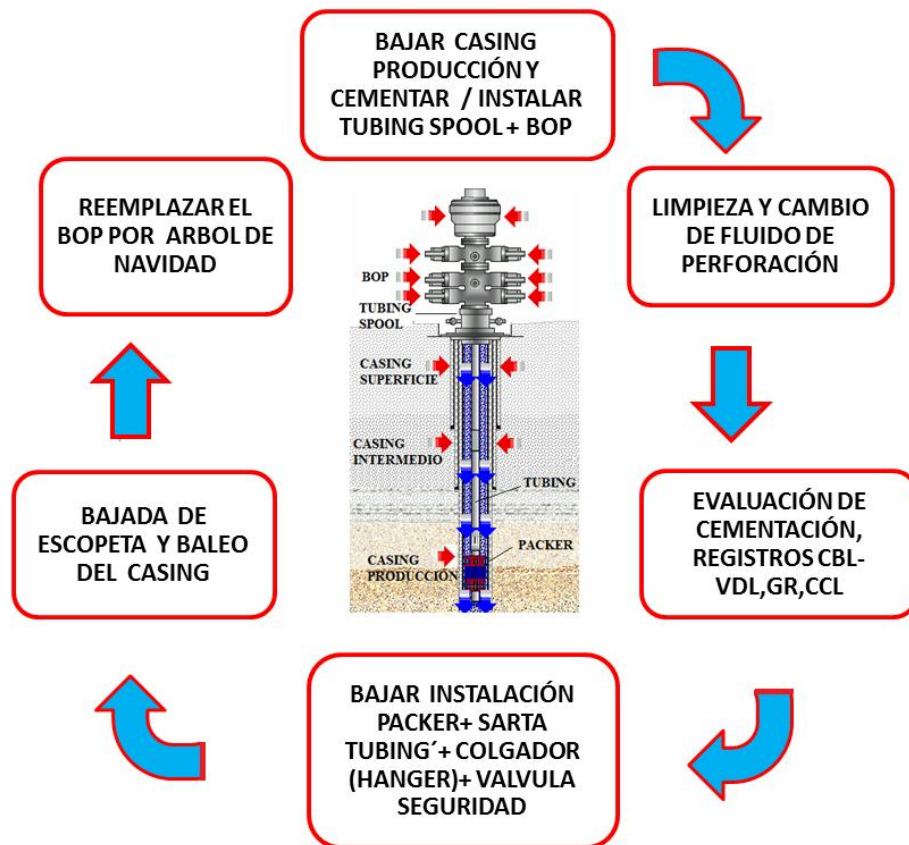


Figura 2.9 Operaciones principales durante una completación (SCHULUMBERGER, 2003)

2.2.5. Factores que afectan la productividad de un pozo

El índice de productividad nos permite evaluar la potencialidad de un pozo y está representado matemáticamente por: la Ecuación (1)

$$J = \frac{Q}{P_{ws} - P_{wf}}$$

El índice de productividad (J) de una zona puede ser difícil de determinar, por lo tanto el efecto del diseño del sistema de disparo como son la penetración, fase, densidad, diámetro del agujero, daño del lodo, etc., pueden ser evaluados usando la Relación de Productividad.

$$R.P = \frac{\text{producción de una zona entubada y disparada}}{\text{producción de la misma zona en agujero abierto}}$$

Los principales factores que afectan la productividad del pozo son:

- a. Factores geométricos del disparo
- b. Presión diferencial al momento del disparo
- c. Tipo de pistolas y cargas
- d. Daño generado por el disparo
- e. Daño causado por el fluido de la perforación
- f. Daño causado por el fluido de la terminación

Los cuatro primeros factores que afectan la productividad pueden ser manipulados durante el diseño del disparo. Por lo tanto con el análisis de las condiciones del pozo y la selección del sistema de disparo adecuado, se obtendrá la máxima producción del pozo.

2.2.5.1. Factores Geométricos del disparo

La geometría de los agujeros hechos por las cargas explosivas en la formación influye en la Relación de Productividad del pozo y está definida por los Factores Geométricos.

Estos determinan la eficiencia del flujo en un pozo disparado y son:

- Penetración
- Densidad de cargas por metro
- Fase angular entre perforaciones
- Diámetro del agujero (del disparo)

Otros factores geométricos que pueden ser importantes en casos especiales son: Penetración parcial, desviación del pozo, echados de la formación y radio de drenaje. La figura 2.10 ilustra los factores geométricos del sistema de disparo

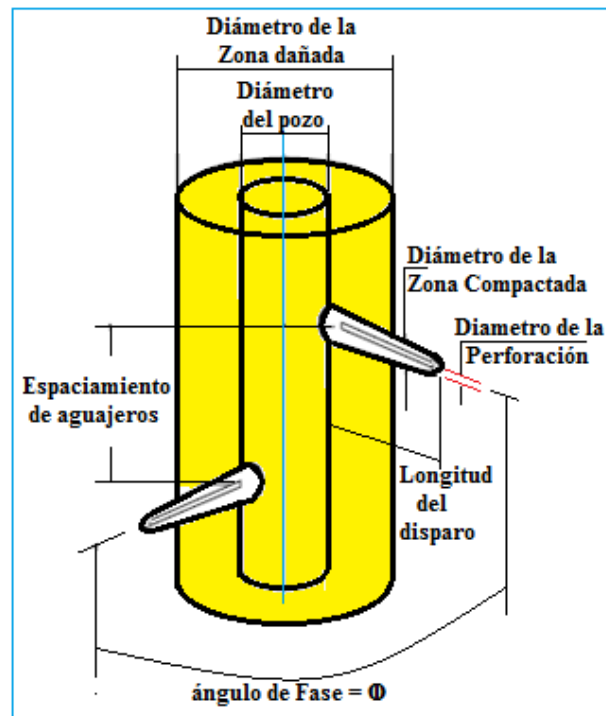


Figura 2.10 factores geométricos del sistema de disparos

Fase y Patrón de agujeros

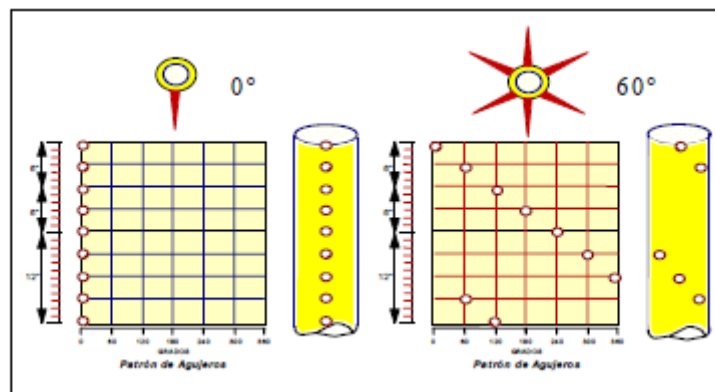


Figura 2.11 Patrón de agujeros para pistola de fase 0° y 60°

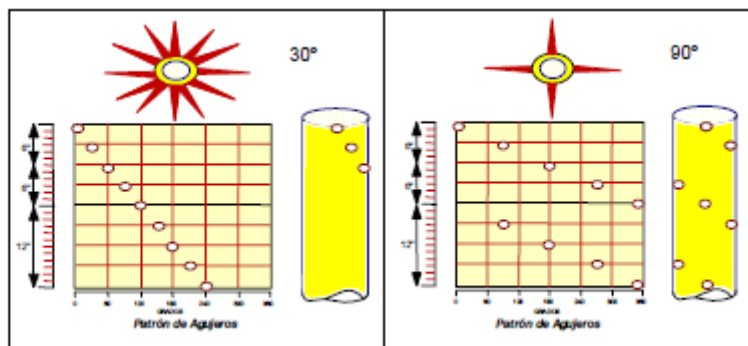


Figura 2.12 Patrón de agujeros para pistola de fase 30° y 90°

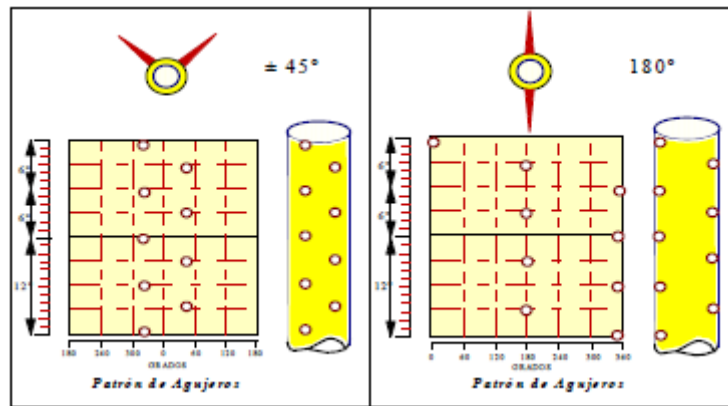


Figura 2.13 Patrón de agujeros para pistola de fase $\pm 45^\circ$ y 180°

Efecto de la Penetración y Densidad de carga en la RP

Como puede apreciarse en la gráfica de la figura 2.14, el efecto de la penetración y la densidad de cargas es muy pronunciado en las primeras pulgadas de penetración. Arriba de 6 pulgadas la tendencia es menor pero es evidente la importancia de la penetración para mejorar la relación de productividad

La densidad de cargas influye también en la relación de Productividad (RP) observando que para una densidad de 3 cargas/m es necesaria una penetración de 16 pulgadas para obtener una RP de 1.0 mientras que para una densidad de 13 c/m se necesitan solo 6 pulgadas.

La gráfica supone un pozo sin daño, para el caso más real de un pozo con una zona de daño debida al fluido de perforación, la penetración mas allá de la zona de daño es relevante para mejorar la RP.

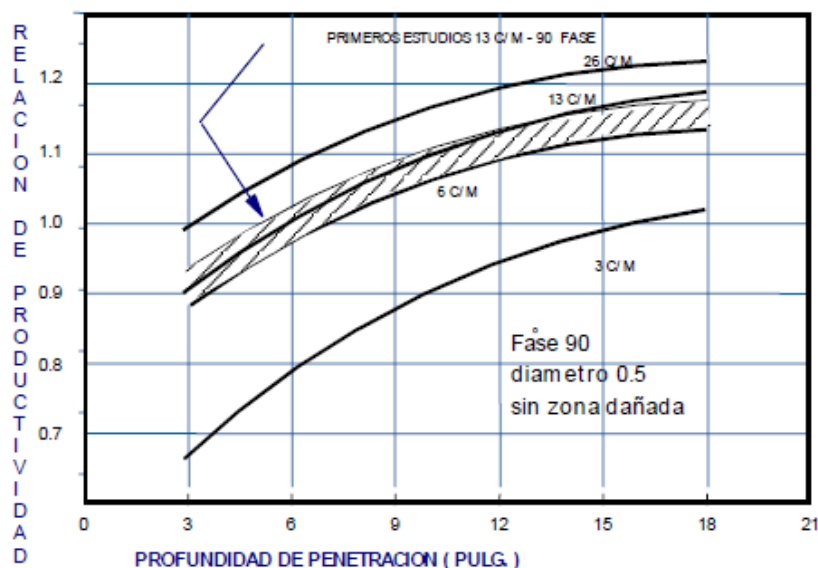


Figura 2.14 Efecto de la penetración y la densidad en la R.P

Efecto de la Fase en la RP

La fase angular entre perforaciones sucesivas es un factor importante. La figura 2.15 muestra una reducción de un 10 - 12 % en la RP para sistemas de 0° y 90° con una misma penetración. Suponiendo que se use un sistema de 0° de fase, con una penetración de 6 pulgadas, se obtiene una RP de 0.9 de la gráfica, mientras que para un sistema de 90° se obtiene una RP de 1.02; esto representa una diferencia del 11% en la RP.

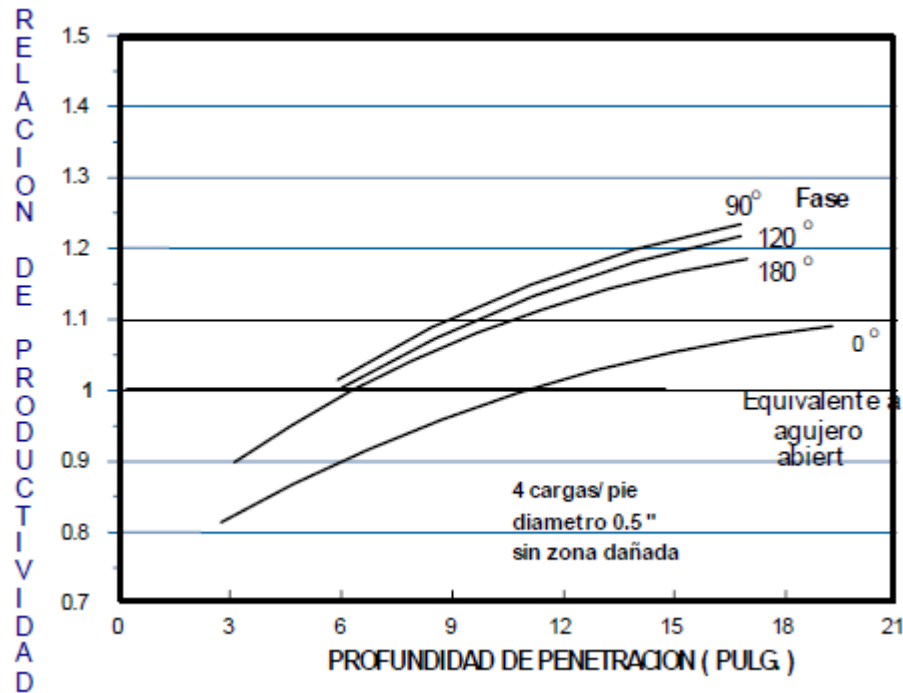


Figura 2.15 Efecto de la fase en la R.P

2.2.5.2. Presión diferencial al momento del disparo.

El modo en que el pozo es terminado ejerce una gran influencia en su productividad. Existen dos técnicas que pueden aplicarse durante la ejecución de los disparos:

- Sobre –balance: Presión hidrostática > Presión de formación
- Bajo – balance: Presión hidrostática < Presión de formación

El objetivo de una terminación *sobre-balanceada* es fracturar la formación al momento del disparo, sin embargo si la presión no es alcanzada después del disparo y antes de que fluya el pozo, se forman tapones con los residuos de las

cargas. Después de dejar fluir el pozo, es posible que aún se tenga una perforación parcialmente taponada y una zona compactada de baja permeabilidad.

Cuando se tiene una terminación diferencial **bajo-balanceada**, los residuos de las cargas y la zona comprimida podrían ser expulsados por la acción del brote de fluido de terminación. Disparar el pozo con una presión diferencial a favor de la formación es recomendable para obtener la limpieza de los agujeros. Sin embargo, usar presiones diferenciales muy altas es inadecuado ya que arriba de cierto valor no se obtiene ninguna mejora en el proceso de limpiado. Una presión diferencial excesiva puede provocar arenamiento o aporte de finos de formación que impedirán el flujo a través de la perforación, o un colapso de la TR.

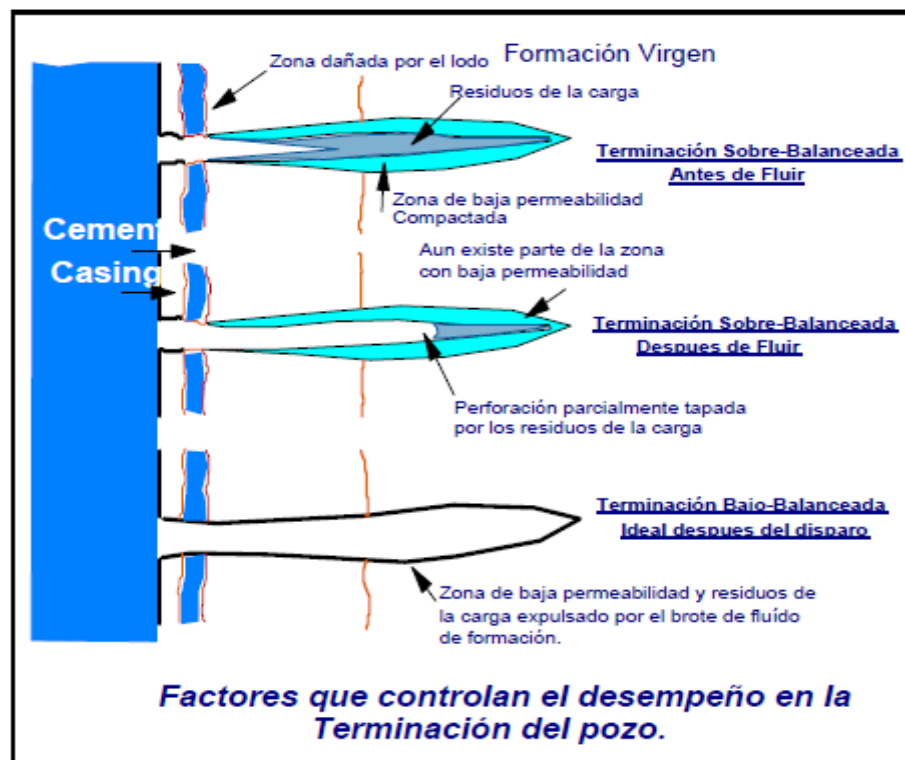


Figura 2.16 efecto de la presión diferencial previa al disparo

Debido a lo antes mencionado, para calcular la presión diferencial a establecer durante el disparo se deberán considerar los factores siguientes:

- Grado de consolidación de la formación
- Permeabilidad de la formación
- Fluido en los poros
- Presión de colapso de las tuberías y equipo

- Grado de invasión del fluido de perforación
- Tipo de cemento

La magnitud de la presión diferencial negativa dependerá básicamente de dos factores:

- La permeabilidad de la formación
- El tipo de fluido

Procedimiento para la estimación de la presión diferencial bajo balanceada en arenas.

Para determinar la presión bajo balanceada que contrarreste el efecto SKIN, es importante clasificar la formación en: Consolidada ó No-consolidada. Una forma de lograr esto es mediante el análisis de la respuesta de los registros de densidad ó sónico en las lutitas limpias adyacentes a la zona productora.

Una **formación consolidada** tiene los granos de arena suficientemente cementados o compactados para permanecer intactos. Estos granos no fluirán, aún si se tiene un flujo turbulento en los espacios de los poros. Una arena se considera consolidada si se tienen lutitas adyacentes (arriba y/o abajo) compactas con tiempos de tránsito $\Delta t \leq 100 \mu\text{Seg/pie}$ obtenido de un registro sónico. Si se tiene un registro de densidad, las arenas se consideran consolidadas si la densidad volumétrica $p_b \geq 2.4 \text{ grs/cm}^3$ en las lutitas limpias adyacentes.

Una **formación No-consolidada** es una arena pobremente cementada o compactada de tal manera que los granos pueden fluir al haber movimiento de fluidos a través de la formación

Una arena se considera No-consolidada cuando las lutitas adyacentes tienen un tiempo de tránsito mayor de $100 \mu\text{Seg/pie}$ o una densidad menor a 2.4 grs./cm^3 .

La razón de usar el tiempo de tránsito de las barreras de lutitas adyacentes, abajo o arriba, en lugar de la arena misma, es que el tiempo de tránsito de la lutita está relacionado directamente con su compactación. El grado de compactación de las lutitas adyacentes indica la compactación de la arena. Si se usara el tiempo de tránsito de la arena para determinar su compactación, sería necesario hacer correcciones por tipo de hidrocarburo, densidad de los granos de arena, porosidad de la zona, saturación de agua, etc., muchos de estos datos no están disponibles y deben ser supuestos, por lo que es posible tener un resultado erróneo

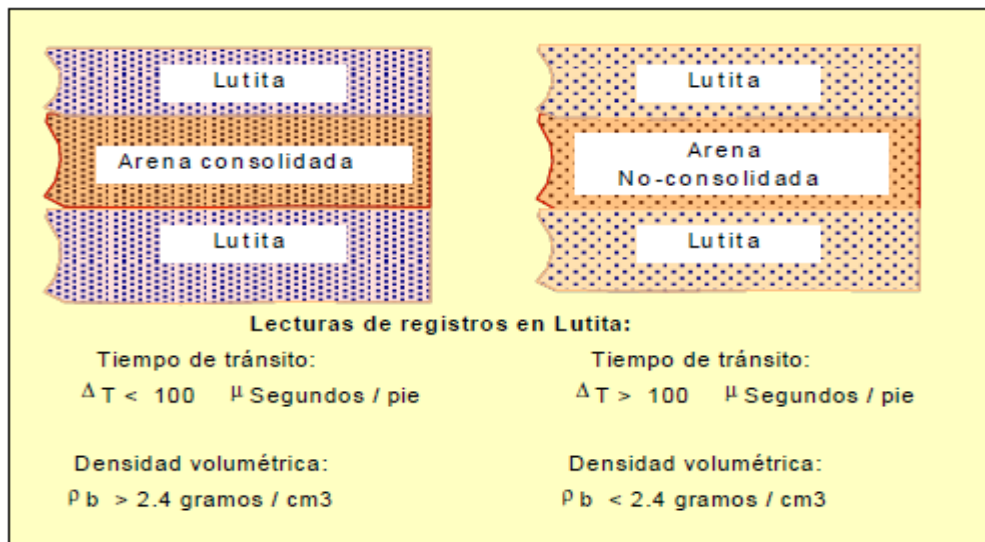


Figura 2.17 Respuesta de los registros sónico y densidad en arenas consolidadas y no consolidadas

Formación consolidada.-

Si la formación es consolidada, se deber encontrar un punto medio entre una presión bajo-balanceada mínima y una máxima:

1. Determinación de la presión bajobalanceada máxima (ΔP_{max}).

Hay dos maneras de encontrar la presión diferencial máxima:

- Ya que la formación está consolidada, el flujo de arena no es problema por lo que es posible disparar con la mayor presión diferencial que pueda ser soportada por el elemento o accesorio del pozo que tenga el menor rango de presión: Límite de presión de colapso del casing o tubería, presión diferencial en el empacador u otro accesorio. Para el caso de casing o tubería nueva, el límite de presión será de un 80% de su presión de colapso para tener un factor de seguridad de un 20%.. Para sartas usadas, el factor de seguridad deberá ser mayor de acuerdo a sus condiciones. La mayoría de los empacadores recuperables y herramientas de fondo tienen un límite seguro de presión diferencial de 5,000 psi.
- La resistencia compresiva de formación puede ser usada también para calcular la $\Delta P_{m\acute{a}x}$. De acuerdo a pruebas hechas en laboratorio con núcleos de formación, no hay movimiento en la matriz de

formación hasta que el esfuerzo efectivo excede 1.7 veces la resistencia compresiva de la formación. El esfuerzo efectivo es igual a la presión de sobrecarga menos la presión de poro. Por lo tanto, la presión de poro mínima es igual a la presión de sobrecarga menos 1.7 veces la resistencia compresiva. Esto significa que la presión bajobalanceada máxima es la presión de formación menos la presión de poro mínima

$$\sigma_z = \sigma_{sob} - P_p \quad \dots\dots (2)$$

$$\sigma_z < 1.7 * Rc \quad \dots\dots (3)$$

$$P_p \text{ min} = \sigma_{sob} - 1.7 * Rc$$

$$\Delta P_{max} = Pf - P_{pmin} \quad \dots\dots (4)$$

2. Determinación de la presión bajobalanceada mínima ($\Delta P_{mín}$)

En base a estudios estadísticos se ha llegado a establecer un rango de valores mínimos para yacimientos de arenas, estos valores se encuentran en la tabla 2.2, como se observa en esta tabla, el valor de ΔP depende de 2 factores: La permeabilidad de la formación y el fluido contenido (Aceite o gas).

- Arena con aceite: $\Delta P_{min} = \frac{3500}{K^{0.37}} \quad \dots\dots\dots (5)$

- Arena con gas: $\Delta P_{min} = \frac{2500}{K^{0.17}} \quad \dots\dots\dots (6)$

Donde:

K= permeabilidad en milidarcies (md)

ΔP_{min} = presión bajobalanceada mínima (psi)

3. Determinación del punto medio de presión ΔP_{med} .

Una vez determinado $\Delta P_{máx}$ y $\Delta P_{mín}$ en los pasos anteriores, se determina el punto medio de presión y la presión diferencial bajobalanceada ΔP de la manera siguiente:

$$\Delta P_{med} = \frac{\Delta P_{max} + \Delta P_{min}}{2} \quad \dots\dots (7)$$

a) Si los registros indican una invasión somera y/o se usó cemento con baja pérdida de agua, ΔP estará entre $\Delta P_{mín}$ y el punto medio.

b) Si los registros indican una invasión de media a profunda y/o se usó cemento de media a alta pérdida de agua, ΔP estará entre el punto medio y $\Delta P_{\text{máx}}$.

Si la presión diferencial calculada (ΔP) está fuera de los rangos mostrados en la tabla 2.2, ajustar el valor de la presión al mínimo o máximo.

Una vez que se obtiene la presión diferencial requerida para efectuar el disparo, se calcula la presión hidrostática a la profundidad del intervalo productivo al momento del disparo.

$$P_h = P_f - \Delta P \dots\dots\dots (8)$$

La densidad requerida para generar la presión hidrostática de la ecuación (8) es calculada como sigue:

$$\rho_m = \frac{P_h}{0.052 * D_v} \dots\dots\dots (9)$$

Donde: ρ_m = densidad del lodo en lbs/gal

P_h = presión hidrostática en psi

D_v = profundidad vertical en pies

<div>FLUIDO</div> <div>PERMEABILIDAD</div>	ACEITE	GAS
	PRESION DIFERENCIAL A FAVOR DE LA FORMACION PSI	
ALTA K > 100 md	200 - 500	1000 - 2000
BAJA K < 100 md	1000 - 2000	2000 - 5000

Tabla 2.2 Presión diferencial previa al disparo

La presión hidrostática de una columna de fluido es:

$$P_h = 0.052 * \rho_m * D_v \dots\dots\dots (10)$$

En el caso de no contar con el dato de la presión de formación puede calcularse en base al lodo de perforación usado para controlar la zona de interés suponiendo:

$$P_f \leq P_{h_m} \dots\dots\dots (11)$$

$$P_{h_m} = 0.052 * \rho_m * D_v \dots\dots\dots (12)$$

Donde:

P_{h_m} = presión hidrostática del lodo

En la tabla 2.2 se observa que para zonas de baja permeabilidad se requieren presiones diferenciales más altas para forzar a los fluidos a través de los poros. De igual forma, en una zona de gas debido a que éste tiene una mayor compresibilidad no se expande tan fácilmente como el aceite después de ser comprimido durante la perforación.

Arenas no consolidada.-

Las gráficas de las figuras 11 y 12 relacionan la máxima presión diferencial con el tiempo de tránsito Δt o la densidad ρ_b de las lutitas adyacentes para arenas no consolidadas. Si se cuenta con una buena medida de la resistencia compresiva de la formación, es posible determinar la $\Delta P_{\text{máx}}$ para formaciones no-consolidadas esto es empleando el mismo procedimiento que se utiliza para arenas consolidadas, el cual consiste en restar la presión de poro mínima para generar movimiento de arena, de la presión de la formación.

Sin embargo, si no se tiene la resistencia compresiva de la formación, el siguiente procedimiento puede ser empleado.

1. Escoja la $\Delta P_{\text{máx}}$. Presión diferencial máxima en arenas no-consolidadas con aceite:

$$\Delta P_{\text{max}} = 3600 - 20\Delta t \quad (\text{psi}) \dots\dots\dots (13)$$

$$\Delta P_{\text{max}} = 2340\rho_b - 4000 \quad (\text{psi}) \dots\dots\dots (14)$$

Donde:

ρ_b = densidad de la lutita adyacente en gr/cm³

Presión diferencial máxima en arenas noconsolidadas con gas:

$$\Delta P_{\text{max}} = 4750 - 25\Delta t \quad (\text{psi}) \dots\dots\dots(15)$$

$$\Delta P_{\text{max}} = 2900\rho_b - 4700 \quad (\text{psi}) \dots\dots\dots(16)$$

2. Escoja la $\Delta P_{\text{mín}}$. Usando la permeabilidad de la formación, determine la $\Delta P_{\text{mín}}$ mediante las ecuaciones 5 y 6 para zonas de aceite y gas respectivamente.

3. Determine la presión del punto medio. Siga el mismo procedimiento establecido para arenas consolidadas

$$\Delta P_{\text{med}} = \frac{\Delta P_{\text{max}} + \Delta P_{\text{min}}}{2}$$

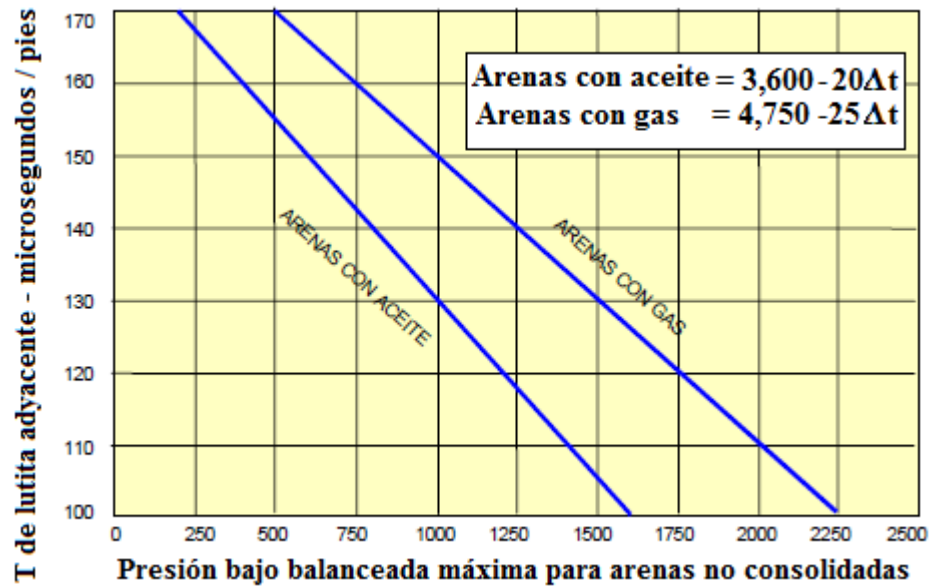


Figura 2.18 Grafico para determinar la presión diferencial máxima en arenas no-consolidadas con el registro sónico, arenas con gas o petróleo.

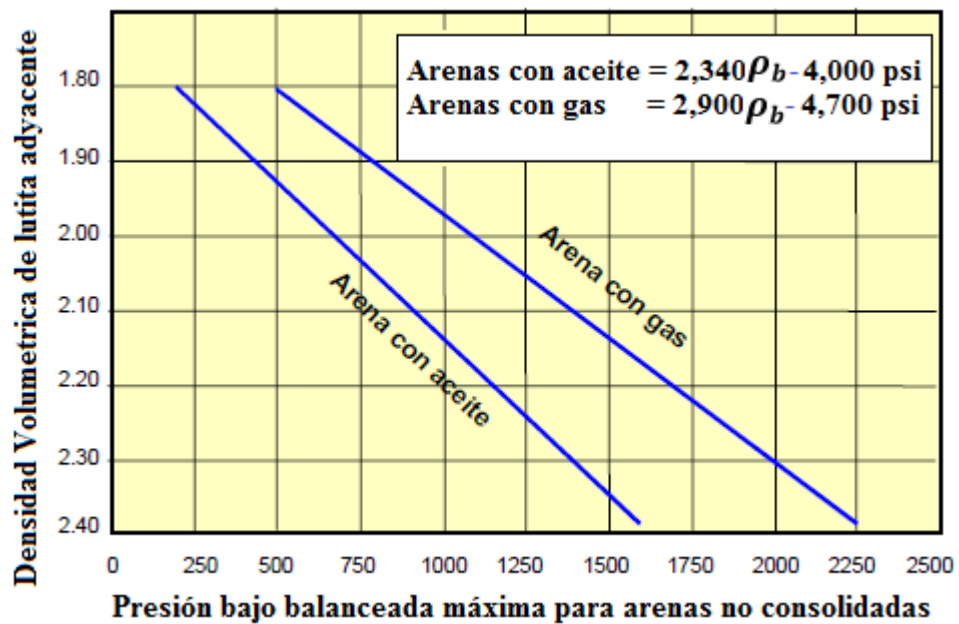


Figura 2.19 Grafico para determinar la Presión diferencial máxima en arenas no consolidadas con el registro de densidad.

Procedimiento para la estimación de la presión diferencial bajo balanceada en carbonato

Para el caso de formaciones de carbonatos, no se dispone de un estudio estadístico riguroso ni de experimentos de laboratorio. En algunos países como Venezuela, se ha trabajado con rangos de presiones diferenciales entre 1,500 y 3.500 psi, sin que se presenten problemas de derrumbe.

En México se han efectuado trabajos con pistolas bajadas con tubería (DBT) con resultados diferentes. La presión diferencial aplicada al momento del disparo ha variado en general entre 1,000 y 5,000 psi. Sin embargo existen casos en los que se han tenido problemas de derrumbe aplicando presiones muy diferentes (7000 psi en un caso y 1000 psi en otro).

En ambos pozos la formación disparada era caliza tipo mudstone con muy baja porosidad. Debido a lo anterior es recomendable realizar un estudio mas profundo cuando se determine la $\Delta P_{\text{máx}}$ aplicable., en donde $\Delta P_{\text{máx}}$ es la diferencia entre la presión de formación y la presión hidrostática mínima para evitar el derrumbe.

Aplicación del registro Sónico

Mediante la aplicación de un registro sónico digital ó dipolar es posible obtener un producto (WBS ó WS) para evaluar las características mecánicas de la formación. Este registro en combinación con el de densidad y rayos gamma permite determinar los esfuerzos reales y la resistencia o dureza de las formaciones perforadas. Un dato obtenido es la presión hidrostática mínima $Ph(\text{mín})$ para evitar el derrumbe de la formación. La diferencial máxima de presión será entonces:

$$\Delta P_{\text{max}} = P_f - Ph(\text{min}) \dots\dots\dots (17)$$

$$Ph(\text{min}) = 0.052 * D_{\text{disp}} * \rho \text{ (registro)}$$

Donde: ρ = densidad obtenida del registro en lbs/gal.

El valor efectivo de la presión hidrostática, Ph , al momento del disparo se establecerá en base a los valores mínimo y máximo de la diferencial de presión, aplicando un coeficiente de seguridad de la manera siguiente:

a) Si $\Delta P_{\text{máx}}$, obtenida del producto WBS (Well Bore Stability) o similar es mayor de 1,000 psi se tomará:

Para gas:

$$Ph = P_f - (\Delta P_{\text{máx}} * 0.8) \dots\dots\dots (18)$$

Para aceite

$$Ph = P_f - (\Delta P_{\text{máx}} * 0.6) \dots\dots\dots (19)$$

b) Si $\Delta P_{\text{máx}}$, obtenida del producto WBS o similar es menor de 1,000 psi se tomará: para gas

$$Ph = P_f - (\Delta P_{\text{máx}} * 0.6) \dots\dots\dots (20)$$

para aceite

$$P_h = P_f - (\Delta P_{\text{máx}} * 0.4) \dots\dots\dots (21)$$

$$\Delta P = P_f - P_h \dots\dots\dots (22)$$

Una vez que se obtiene la presión hidrostática al momento del disparo, se calcula la densidad del fluido de control requerido para obtener dicha presión por medio de la ecuación (9)

La cantidad o magnitud de la presión diferencial necesaria para obtener una mayor productividad y, al mismo tiempo, evitar la falla mecánica de la formación es crítica para el éxito del disparo. En algunos casos, la correcta aplicación de esta presión de desbalance elimina la necesidad de trabajos posteriores de estimulación.

En el caso de las pistolas bajadas con cable, si el intervalo no puede ser cubierto en una sola corrida, la ventaja del desbalance de presión solo se tiene en la primera corrida por lo que se recomienda introducir la mayor longitud posible de pistola.

Para complementar los métodos ya mencionados a continuación se incluye la gráfica de King (figura 2.20) que muestra el efecto de la permeabilidad para determinar el desbalance requerido en pozos de aceite y gas. Esta gráfica, según el autor puede ser aplicable a formaciones de arenas y carbonatos.

La aplicación de esta gráfica es directa, por ejemplo si se desea determinar la presión diferencial mínima adecuada para efectuar un disparo de una formación de carbonato con 300 md de permeabilidad, de la gráfica de King. eje de las Y's trazamos una recta horizontal hasta interceptar la línea principal. Se baja una recta para encontrar el valor de presión diferencial en el eje de las X's. Para este caso el valor de diferencial es:

$$\Delta P_{\text{min}} = 300 \text{ psi}$$

Usar ΔP de 400 - 500 psi

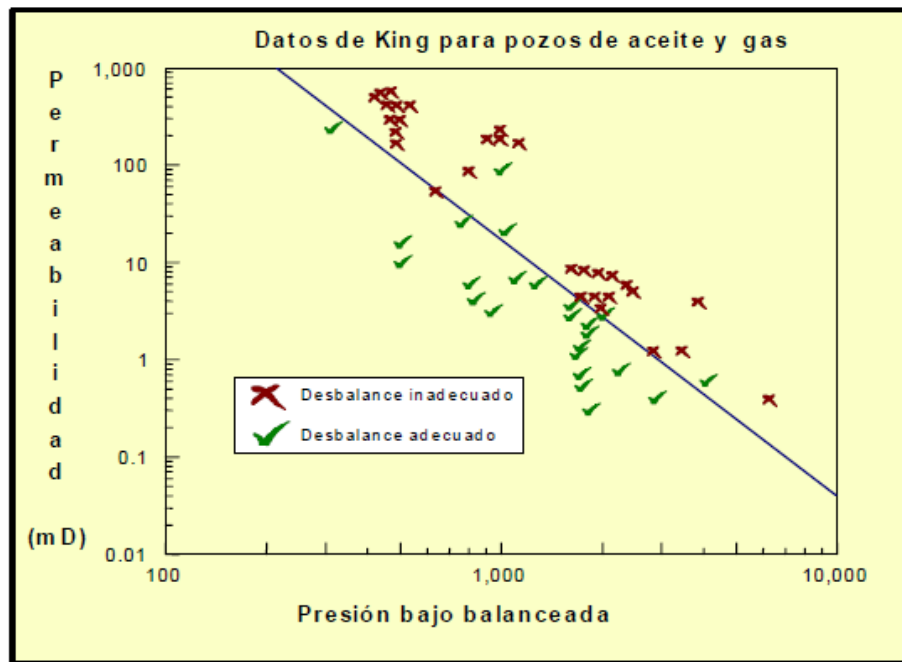


Figura 2.20 Efecto de la permeabilidad en la presión bajo balanceada

Por otro lado si se desea determinar la presión diferencial mínima adecuada para efectuar un disparo de una formación de carbonato con 20 md de permeabilidad

De la gráfica de King:

$$\Delta P_{\min} = 1000 \text{ psi}$$

Usar ΔP de 1200 - 1500 psi

Observe que la línea que divide los puntos de desbalance adecuado e inadecuado define la presión diferencial mínima para asegurar una buena limpieza de la perforación reduciendo el daño.

2.2.6. Operaciones de cañoneo o baleo del pozo

Durante la etapa de terminación de los pozos el disparo de producción es la fase más importante, ya que permite la comunicación entre los fluidos del reservorio y la tubería de revestimiento, si los disparos son eficientes, tendremos un aporte de fluidos también eficiente. La operación de disparo no es una técnica aislada, debiendo prestarle atención particular en la selección del diámetro de la tubería de producción, y este condicionará el diámetro exterior de las pistolas o cañones y las cuales tendrán mayor o menor penetración de acuerdo a su diámetro. El grado de la tubería de revestimiento, densidad del disparo, tipo de formación, humedad y temperatura, son algunos de los factores que pueden afectar el resultado de los disparos

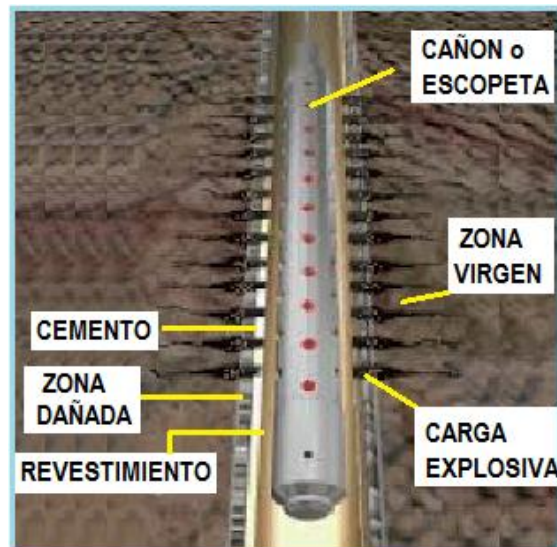


Figura 2.11. Operación de cañoneo o baleo

La operación de baleo o cañoneo de pozos consiste en bajar una escopeta o cañon a través del pozo, ponerlo en profundidad y disparar sus cargas explosivas frente a la capa potencialmente productiva de esta forma se comunican los fluidos, contenidos en la capa, con el pozo.

Las propiedades de las rocas, tales como: compactación, permeabilidad, porosidad y las características de los fluidos, inciden en la penetración y daño de la formación punzada.

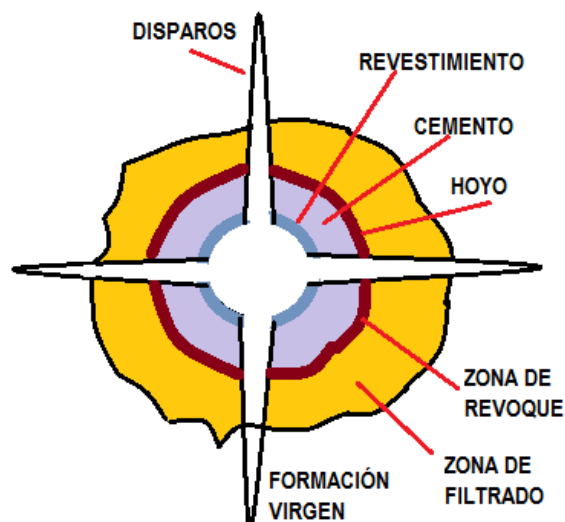


Figura 2.12. Zonas que atraviesan los disparos

La densidad de tiro, fases, el patrón de disparo, penetración y desechos son algunos de los elementos a tener en cuenta para la selección del tipo de cañón y cargas a utilizar en la operación de punzado. La más alta penetración y/o el tamaño del agujero de entrada, implica una mayor productividad.

2.2.6.1. Teoría de los disparos

La investigación desarrollada por Exxon descubrió la trascendencia del taponamiento de los perforados con lodo ó con residuos de las cargas preformadas, disparar con una presión diferencial hacia la formación y el efecto de la resistencia a la compresión de la formación sobre el tamaño del agujero de los disparos y su penetración. El desarrollo de pistolas a chorro efectivas, ha mejorado la penetración cuando se presentan formaciones y cemento de alta resistencia a la compresión y/ o tuberías de revestimiento de alta resistencia con espesor grueso.

2.2.6.2. Tipos de disparos

A) Disparo de bala

Las pistolas de bala de 3 ½" de diámetro o mayores se utilizan en formaciones con resistencia a la compresión inferior a @6000 lb/pg². En formaciones con resistencia a la compresión inferior a 2000 lb/pulg², los disparos con bala de 3 ¼" o tamaño mayor, pueden proporcionar una penetración mayor que las pistolas a chorro. La velocidad de la bala en el cañón es aproximadamente de 3300 pies/seg. Las pistolas a bala pueden diseñarse para disparar selectiva o simultáneamente.

Las balas son disparadas hacia el revestidor atravesando el cemento hasta llegar a la formación, El desempeño disminuye al incrementar la dureza de las formaciones, del revestidor y con cementos de lata consistencia. Es poco utilizado en la actualidad pero continua aplicándose en formaciones blandas.



Figura 2.13. Disparo de bala para formaciones con resistencia a compresión < 2000a

B) Disparo a chorro

El proceso de disparar a chorro consiste en que un detonador eléctrico inicia una reacción en cadena que detona sucesivamente el cordón explosivo, la carga intensificada de alta velocidad y finalmente el explosivo principal. La alta presión generada por el explosivo origina el flujo del recubrimiento metálico separando sus capas interna y externa. El incremento continuo de la presión sobre el recubrimiento provoca la expulsión de un haz o chorro de partículas finas, en forma de aguja, a una velocidad aproximada de 20,000 pies/seg. Con una presión estimada de 5 millones de lb/pg².

Debido a la sensibilidad del proceso de disparo a chorro, por la casi perfecta secuencia de eventos que siguen al disparo del detonador hasta la formación del chorro, cualquier falla en el sistema puede causar un funcionamiento deficiente, y generar un tamaño irregular del agujero, pobre penetración o posiblemente ningún disparo. Entre las causas de una falla son: corriente o voltaje insuficiente al detonador; detonador defectuoso; un cordón explosivo aplastado o torcido; explosivo principal de baja calidad o pobremente empacado. El agua o humedad en las pistolas, el cordón explosivo o las cargas, pueden provocar un mal funcionamiento o una detonación pobre.

Los disparos a chorro convencionales a través de tubería de revestimiento son las pistolas recuperables con un tubo de acero, normalmente proporcionan una penetración adecuada, sin dañar la tubería de revestimiento.

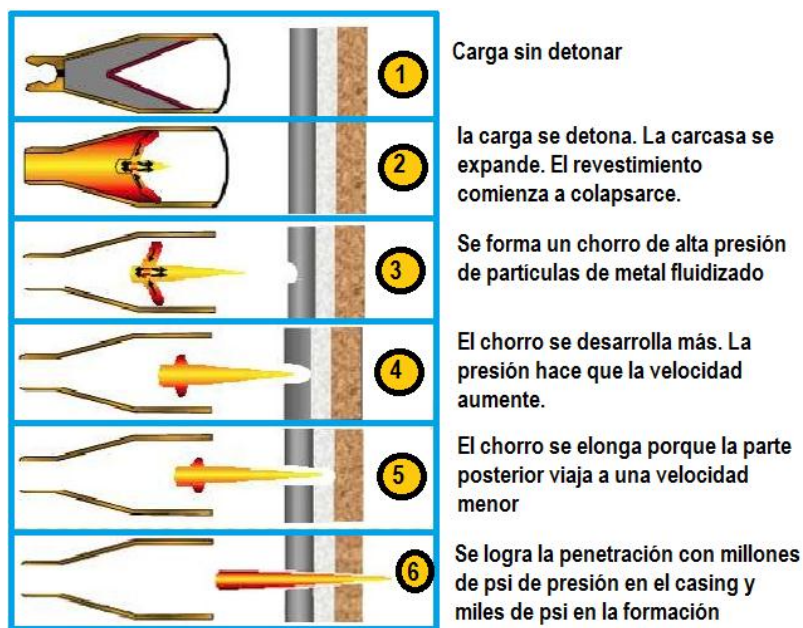


Figura 2.14. Proceso del cañoneo a chorros

2.2.7. Nuevas Tecnologías

La productividad del pozo depende fundamentalmente de la caída de presión en las cercanías del hueco, la cual habitualmente se computa a través del factor de daño. Este último depende del tipo de completación, del daño de la formación y de los parámetros de los disparos. En el pasado, los disparos a menudo consistían simplemente en orificios realizados en el acero del revestidor con cortadores mecánicos (antes de 1932), mediante el disparo de balas (a partir de 1932), por bombeo de abrasivos (desde 1958) o, más comúnmente detonando explosivos con cargas huecas especiales fabricadas específicamente para los campos petroleros (a partir de 1948). Lejos de ser simple, el disparo constituye un elemento complejo dentro de la completación del pozo, que cobra mayor importancia gracias a las investigaciones contemporáneas y a la comprensión de sus principios básicos

La desviación de los disparos con respecto a la simetría reduce el rendimiento de las cargas huecas. Optimizando los diseños y precisión en la fabricación se obtuvieron mejoras de las cargas huecas, lográndose mejor penetración mejor tamaño del orificio. Asimismo, la confiabilidad de las cargas está garantizada por un estricto control de calidad, dando como resultado mayor consistencia a condiciones del pozo, mejorando el rendimiento y la productividad. Entre los muchos avances realizados en la tecnología de disparo se encuentran las siguientes:

- Técnica TCP, bajo balance: emplea cañones bajado con tubería, cañones tipo casing Guns. Debe ser operado con fluido limpio con una presión de bajo balance ($\text{Presión hidrostática} < \text{Presión del yacimiento}$). Permite eliminar el daño creado por la perforación, la cementación y el cañoneo. Con este método se logran orificios mas profundos y simétricos. Varios intervalos pueden ser perforados simultáneamente en un mismo viaje dentro del pozo.
- Técnica Pure: Se puede usar con Wireline, TCP, Colied tubing, Slickline. Apropiado grado de bajo balance dinamico ($\text{Presión hidrostática} < \text{presión yacimiento}$) que se puede lograr usando hardware y softwae especiales para la optimización de la producción. Los chorros y las presiones extremadamente altas generadas por las cargas huecas puede penetrar más allá de la zona dañada durante las

operaciones de perforación e ingresar a la roca virgen. En el proceso de creación del túnel de disparo, el chorro fractura los granos de la matriz y altera las propiedades mecánicas de la roca que rodea el túnel.



Figura 2.15. Técnica Pure, de alta penetración

- Técnica TCP propelente – sobre balance: La camisa propelente está expuesta directamente al agujero y no es tan resistente como el mismo tubo de cañón. Para formaciones consolidadas la cantidad de propelente es menor que para formaciones no consolidadas, por la facilidad que tiene de expandirse. El propelente (perclorato de Potasio) es un explosivo, estable y seguro. La camisa requiere tres condiciones para inflamarse: confinamiento, presión y temperatura. Debe ser sobre balance ($\text{Presión hidrostática} > \text{Presión del yacimiento}$).
- Cañoneo con Slickline:
La secuencia del disparo es ejecutada y monitoreada por un computador. El dispositivo de detonación es instalado en el fondo de la herramienta donde la computadora fue conectada. El operador puede armar, disparar o abortar la operación en cualquier momento

Es útil incluso para pozos altamente desviados. La cabeza de disparo esta certificada para trabajar hasta 15000 psi de presión, 320 °F de temperatura y con H₂S en condiciones de pozo.

2.2.8. CARGAS MOLDEADAS

Una carga moldeada consiste en un cono metálico rodeado (también se lo denomina liner) de una cierta cantidad de explosivo de alto poder detonante, comprimido dentro de una carcasa de acero o aluminio. La detonación de cierto número de cargas se efectúa prácticamente de manera simultánea, por medio de un cordón detonante que las une y de un fulminante (Fig.2.16 y 2.17). La onda expansiva, iniciada en el ápice de cada carga, se propaga a través del explosivo de la misma hacia el vértice del cono con una velocidad cercana a los 6000 m/seg, generando una presión del orden de los 3×10^5 kg/cm². Bajo estas condiciones el material del cono se comporta esencialmente como un fluido y se desplaza hacia el interior del mismo. Al llegar al eje se produce una colisión, de la que resulta la formación de dos chorros: uno anterior que tiene una velocidad aún mayor que la de la onda expansiva y penetra en el blanco, y un chorro posterior que se mueve hacia atrás con respecto al centro de masa con una velocidad inferior a la de la onda expansiva. El chorro anterior choca con alta velocidad contra el blanco con una presión del orden de 3×10^5 kg/cm², atravesando fácilmente la cañería, el cemento y la formación.

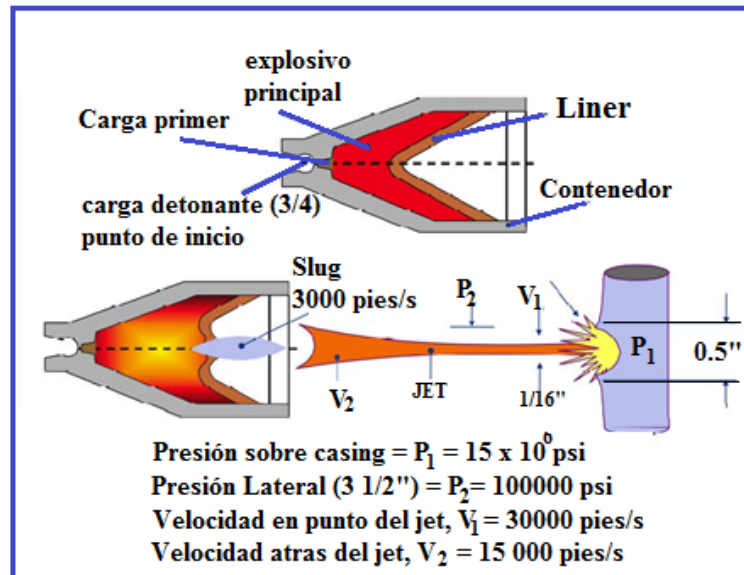


Figura 2.16 Cargas moldeadas, partes principales

En general, los conos de cargas modernas de alta penetración son hechos de polvos metálicos comprimidos y no dejan residuos aglomerados que puedan obstruir los huecos punzados.

Su conicidad interna definirá el diámetro y longitud del jet: pueden ser diseñadas para alta penetración y menor diámetro (DP: Deep Penetration), o gran diámetro y menor penetración (BH: Big Hole)

La cuerda detonante (detoning cord) une todas las cargas con el sistema detonante (detonator), el cual puede ser iniciado eléctricamente (WL), por percusión (jabalina) o por presión interna o externa.

El tipo de carga del explosivo principal es normalmente definida en función de la temperatura de fondo y tiempo de exposición a esta temperatura (RDX, HMX, HNS, PYX).

Un primero explosivo (“primer”) provea la conexión entre la cuerda explosiva y el explosivo principal.

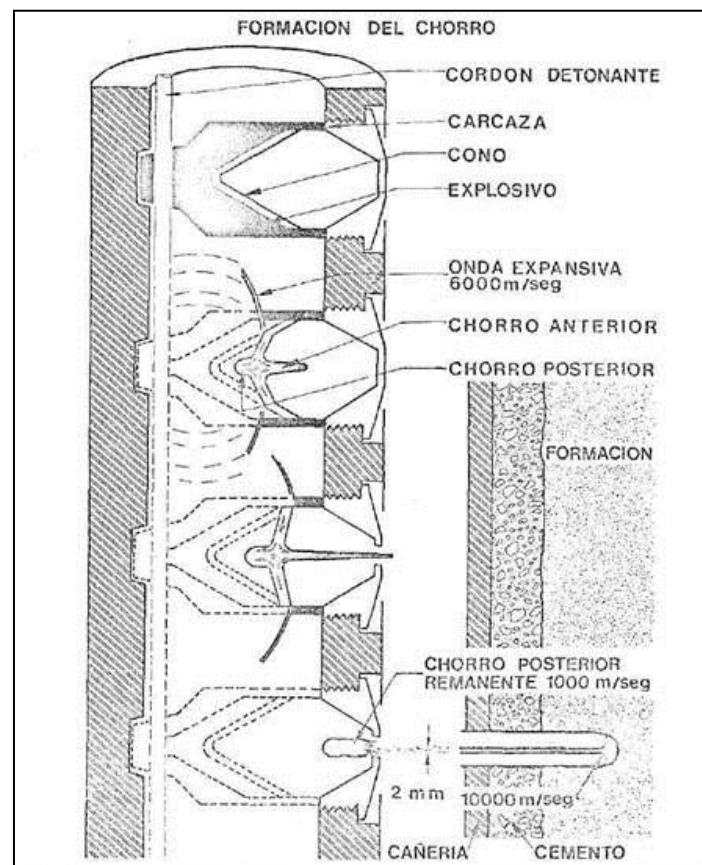


Figura 2.17 Formación del chorro

Cuando el jet de metal fundido penetra con alta presión en la roca genera un túnel. Pero la matriz vecina al túnel es afectada por la onda explosiva y se puede definir las siguientes zonas (Fig. 2.18):

- El túnel.

- La extremidad del túnel que es generalmente rellena por residuos de la explosión (restos del liner, del casing., etc).
- Una zona donde los granos de la matriz son rotos y compactados. Según la carga utilizada esta zona puede ser parcialmente vitrificada.
- La matriz en condición anterior al punzado (zona dañada por la perforación cerca del pozo y zona virgen)

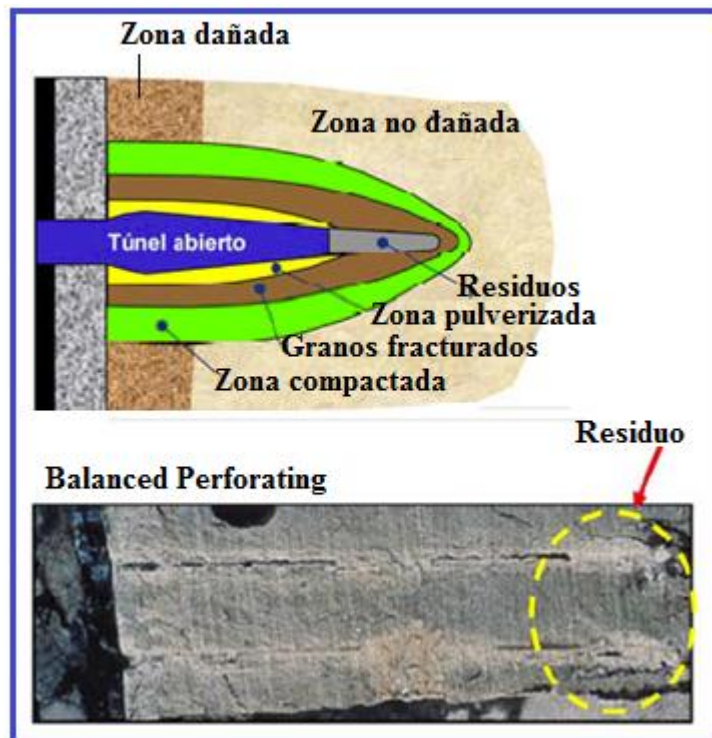


Figura 2.18 Zonas definidas durante la explosión de la carga.

Control de calidad en el Punzado

Cuando se punza sin considerar la opción de estimular se debe diseñar una longitud efectiva de punzado que sobre pase la zona dañada. Los residuos que quedan en el túnel reduzcan su capacidad de flujo y deben ser considerada en el diseño.

Para el control de calidad de las cargas aplica la norma API-RP19B, publicada en 2000, que reemplazó la norma anterior API-RP-43. Estos controles de calidad se hacen en condiciones de superficie y tienen como objetivo poder hacer un rápido control comparativo. Los proveedores de cargas (En Argentina: ETA S.A.) publican tablas con las cargas y los valores de diámetro del agujero y penetración en condiciones AP (Fig. 2.19)

LAS CARGAS SE DEFINEN EN FUNCIÓN DE:

- Temperatura de fondo (tipo de explosivo)
- Diámetro de agujero requerido en el casing (conicidad)
- Longitud requerida del túnel (conicidad)
- Diámetro del cañon (tamaño exterior de la carga)



Figura 2.19 Diferentes tipos de cargas según la Norma API-RP19B

La Norma API-RP 19B estandariza el control de calidad de las cargas:

- Se hace en condiciones de superficie
- La información debe ser transformado en condiciones de fondo

CUADRO 3.1 NORMA API – RP19B

GTA Charge	Gun System description	Density	Phasing	Explosive	API SECTION I	
Part #		SPF	Degree	Weight	PEN	DIA
TC 25R	3 3/8" BARRACUDA 22,7 Gm-WL/TCP GUN -6 SPF-DP-RDX	6	80	22.7g RDX	21,48"	0.44"
TC 25RBH	3 3/8" BARRACUDA 22,7 Gm-WL/TCP GUN -6 SPF-BH-RDX	6	80	22.7g RDX	6,49"	0.68"
TC26 HP	3 3/8" High Shot Density Gun	6	80	22.7g HMX	31,626"	0.329"
TC26 HNG	3 3/8" High Shot Density Gun Next Generation	6	80	22.7g HMX	38,413"	0.344"
TC 26RP	3 3/8" BARRACUDA 22,7 Gr PREMIUM WL/TCP GUN -6 SPF-DP-RDX	6	80	22.7g RDX	28,43"	0.42"
TC 26R	3 3/8" High Shot Density Gun RDX	6	80	22.7g RDX	28,148"	0.389"
TC 27R	3 3/8" High Shot Density Gun RDX	6	80	32g RDX	38.424"	0.417"

2.3.GLOSARIO DE TERMINOS BASICOS

- **Punzonamiento o cañoneo**

La operación de punzado o cañoneo de pozos consiste en bajar un cañón a través del pozo, ponerlo en profundidad y disparar sus cargas explosivas frente a la capa potencialmente productiva de esta forma se comunican los fluidos, contenidos en la capa, con el pozo.

- **Cargas**

La carga moldeada típica es un dispositivo sencillo, se efectúa en menos de un segundo por medio de cargas huecas que utilizan un efecto de cavidad explosiva, basada en la tecnología de las armas militares con un revestimiento de partículas metálicas prensadas llamadas liner para aumentar la penetración. Las cargas consisten de un explosivo de alta sensibilidad y pureza denominada primer, un casco, un liner cónico altamente explosivo conectado con una cuerda de disparo.

- **Explosivos**

La carga está relacionada directamente con el desempeño del explosivo, ya que esta energía que desprende el explosivo perforará la tubería, el explosivo es rápido, confiable y se consigue acopiar por mucho tiempo.

- **Sensibilidad**

Medida de energía mínima de presión que se necesita para empezar la detonación de un explosivo, esta medida nos dará la disposición con la que se inicia la detonación. La distancia mínima a la que se deja bajar un peso sobre el explosivo para que empiece su detonación es denominada sensibilidad al impacto, mientras que sensibilidad a la chispa se denomina al aumento de energía que se compromete en la detonación del explosivo.

- **Estabilidad**

Se denomina a la propiedad del explosivo para soportar las altas temperaturas por un largo espacio de tiempo, para poder tenerlos almacenados los explosivos deben tener una alta estabilidad. Los diferentes explosivos están diseñados para responder según los límites de temperaturas en el pozo.

- **Densidad de cañoneo**

Número de cargas por unidad de longitud. Las más utilizadas son de 2 a 4 TPP y se puede aumentar de 8 a 12 TPP con el equipo necesario.

- **Penetración**

Distancia de la perforación efectuada por una carga dada. Se calcula siguiendo la técnica API RP 19B (API Standard Procedure for Evaluation of Well Perforations)

- **Pozo petrolero**

Es una obra de ingeniería diseñada como medio de comunicación entre un yacimiento petrolero y la superficie. Es una perforación efectuada en el subsuelo por medio de brocas especializadas de diferentes tipos y diámetros, puede estar revestido o no en su interior con tubería metálica y puede emplearse para producción o inyección de fluidos o investigación.

- **Yacimiento**

Es un cuerpo de roca del subsuelo que exhibe un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos. Las rocas sedimentarias son las rocas yacimiento más comunes porque poseen más porosidad que la mayoría de las rocas ígneas o metamórficas y se forman bajo condiciones de temperatura en las cuales los hidrocarburos pueden ser preservados.

- **Hidrocarburo**

Un compuesto orgánico natural, que comprende el hidrógeno y el carbono. Los hidrocarburos pueden ser tan simples como el metano, pero en muchos casos corresponden a moléculas altamente complejas y pueden presentarse como gases, líquidos o sólidos. Las moléculas pueden tener forma de cadenas, anillos u otras estructuras. Los más comunes son el gas natural, el petróleo y el carbón, que son una mezcla compleja de hidrocarburos

- **Petróleo**

Una mezcla compleja de compuestos de hidrocarburos naturales que se encuentran en las rocas. El petróleo puede variar entre sólido y gaseoso, pero el término se utiliza generalmente para hacer alusión al petróleo crudo líquido.

- **Gas natural**

Una mezcla natural de hidrocarburos gaseosos, que es altamente compresible y expansible. El metano es el componente principal de la mayor parte del gas natural, con cantidades menores de etano, propano, butano, pentano y demás

alcanos. Además, puede contener impurezas presentes como el dióxido de carbono, helio, nitrógeno y ácido sulfhídrico.

2.4.MARCO REFERENCIAL

- Legislación General Ambiental
- Legislación en Actividades de Hidrocarburos
- Reglamentos de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos
- Reglamentos para la protección ambiental en las Actividades de Hidrocarburos.
- Principales normas que regulan los derrames de hidrocarburos.
- Normatividad sobre manejo de aguas de producción y residuales.

2.5. HIPOTESIS

2.5.1. HIPOTESIS GENERAL

Si se desarrolla un estudio para implementar la tecnología TUBING CONVEYED PERFORATING – TCP bajo balance, creando una presión de bajo balance para inducir el flujo hacia el pozo y se logre expulsar los residuos provenientes de las formaciones y cargas generadas durante el cañoneo, se logrará mejorar la permeabilidad y por lo tanto el incrementar la productividad del pozo.

2.5.2. HIPOTESIS ESPECIFICA

1. Si se conoce cuando se puede aplicar la técnica bajo balance, para expulsar los residuos que se acumulan en los orificios y producen una alta caída de presión, mejorará la producción del pozo.
2. Si se tiene conocimiento que se produce una alta caída de presión en los conductos de los orificios debido a los residuos acumulados, se puede buscar una solución.
3. Si se conoce las propiedades mecánicas de las rocas a cañonear se podrá diseñar el mejor tipo de cargas a utilizar.
4. Si se realiza un estudio técnico para demostrar la factibilidad de aplicar la técnica TCP, se reducirá el daño y además se incrementará la productividad de los pozos

2.6.DEFINICIÓN Y OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES

2.6.1. Variables Independiente

- Las técnica TCP aplicada en el cañoneo de los pozos

2.6.2. Variable Dependiente

- Productividad del pozo

2.6.3. Operacionalización de variables

Variable Independiente	Definición Conceptual	Definición Operacional	Dimensiones	Indicadores	Instrumentos
Técnica Aplicada en el cañoneo: TUBING CONVEYED PERFORATING (TCP)	Es una nueva Técnica que emplea cañones bajado con tubería, cañones tipo casing Guns, y que actúan con una Presión hidrostática < Presión del yacimiento	Esta técnica permite bajar simultáneamente la tubería de producción y debe ser operado con fluido limpio con una presión de bajo balance, así se logran orificios más profundos y simétricos.	Operativas	Cargas explosivas	Medidor de Sensibilidad y estabilidad
				Eficiencia del cañoneo	Penetración y densidad de disparo se mide con registros eléctricos.
				Daño de cañoneo	Orificio limpios
				Presión bajo balance	Pruebas de presión
			Económicas	Recursos financieros	Medir el costo de los materiales, equipo y mano de obra.
Variable Dependiente	Definición Conceptual	Definición Operacional	Dimensiones	Indicadores	Instrumentos
Producción del pozo	Es la capacidad de producción de un pozo, para el cual es necesario conocer el potencial del pozo, que es el gasto o caudal máximo de aporte del pozo.	Es el caudal de producción del pozo después de la estabilización del flujo.	Producción	Volumen de hidrocarburos producidos	Registros de volúmenes de producción
				Propiedades físicas de los fluidos producidos	Registros del pozo y calidad del crudo
			Económicas	VAN TIR RB/C	Formulas económicas

CAPITULO III

3. MARCO METODOLOGICO

3.1.ENFOQUE Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

3.1.1. Investigación Cuantitativa

- Mide caudales de producción, presiones, temperaturas.
- Utiliza historiales de las operaciones de completación en los pozos y datos del daño y eficiencia de los cañoneos.
- Control de la longitud de disparo, diámetro y tipo de carga utilizando otros métodos.

3.1.2. DISEÑO

Proceso cuantitativo experimental, descriptivo y explicativo.

Es un proceso secuencial, porque primero se describirá la problemática que se genera durante el proceso de cañoneo el daño de formación, que es originado por la presión del impacto del disparo que traspasa el acero, cemento, formación y fluidos dentro de esta. Como resultado de dicho impacto se presentan escombros sueltos en los huecos de los perforados generándose una obstrucción y taponamiento de los canales impidiendo la salida de los fluidos y generando una alta caída de presión, por tanto, el daño debido al cañoneo es un considerable limitante tanto para la productividad.

Ante esta problemática se plantea el uso de una técnica experimental TCP bajo balance, donde los escombros son expulsados por la diferencial de presión Presión reservorio > Presión hidrostática (Bajo balance) y el uso de la tecnica TCP donde el cañon de baleo se baja con la tubería de producción y es descartable, por lo tanto también se ahorra tiempo en la completación.

Para evaluar el proceso operativo se monitorean todas las variables, con la información obtenida de los elementos de medición y los registros eléctricos.

3.2.SUJETOS DE LA INVESTIGACIÓN

3.2.1. UNIVERSO: para el presente trabajo de investigación que es descriptiva-experimental, el Universo está conformado por todo el Equipo de cañoneo del pozo, incluyendo el equipo de perforación.

3.2.2. POBLACIÓN: la población estará conformada por el conjunto de datos obtenidos en cada punto donde se monitorean las variables del proceso o unidades de investigación, antes del cañoneo y después del cañoneo.

3.2.3. MUESTRA: la muestra es del tipo No Probabilística, en la que la elección de los elementos depende de la característica de la investigación. Dentro este tipo de muestreo se encuentra el muestreo teórico, que consiste en realizar simultáneamente el análisis y recolección de la información, permitiendo al investigador seleccionar nuevos casos a estudiar según su potencial para ayudar a refinar o expandir los conceptos y teorías desarrolladas (Glaser y Strauss, 1967; 45).

En nuestro caso es un Universo finito, donde todos los datos de las unidades de muestreo o variables críticas del proceso son considerados, porque existe una relación causa-efecto, la causa es la nueva tecnica TCP bajo balance y el efecto es la mejora en la productividad que produce el uso de controles automáticos que recogen datos en tiempo real.

De acuerdo al estudio planteado, la muestra será no aleatoria o no probabilística, porque se seleccionaran al mismo tiempo todos los datos que generen cada muestra de las variables o unidades de análisis. Por lo tanto las muestras serán representativas, de acuerdo a las variables planteadas en la investigación como son volúmenes de producción del pozo, formulación del fluido de completación, profundidad de cañoneo, tipo de cargas explosivas, longitud de penetración de los baleos, etc.

3.3.APLICACIÓN DE LA TECNICA TUBING CONVEYED PERFORATING-TCP, BAJO BALANCE EN POZOS ESTIMULADOS CON FRACTURA EN EL NOR-OESTE

Este método de cañoneo, emplea TUBING CONVEYED PERFORATING (TCP), y cañones del tipo casing gun. El método de TCP debe ser operado en fluido limpio con una presión de bajo- balance (underbalance), es decir, que la presión de la formación es mayor que la presión de la columna hidrostática.

En este método el cañón se transporta en el extremo inferior de la tubería. Este sistema permite eliminar el daño creado por la perforación, la cementación y el cañoneo, utilizando para ello la misma energía del yacimiento.

El poder combinar una buena penetración en la formación, alta densidad y fase de disparos y un diferencial de presión a favor de la formación, permite obtener una relación de productividad óptima (Producción Real vs Producción Teórica).

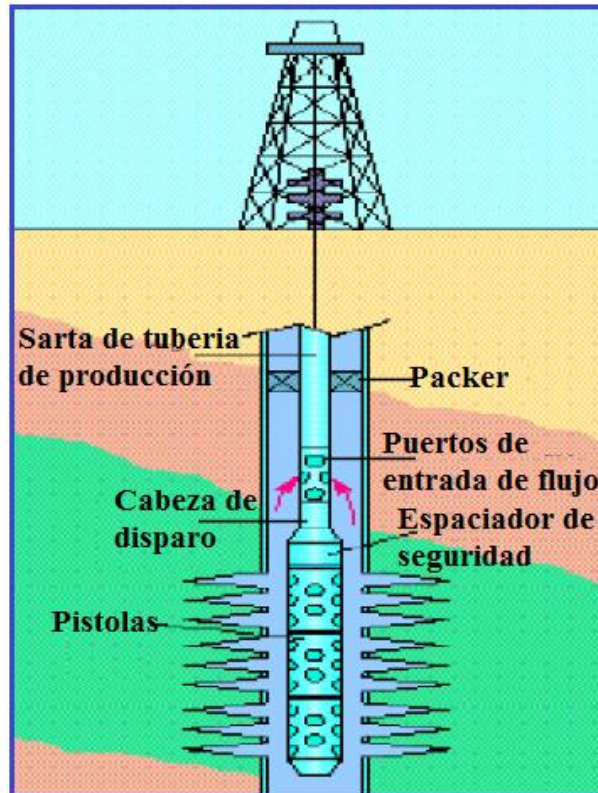


Figura 3.1 Sistema de completación con TCP (Fuente: GEOWELL)

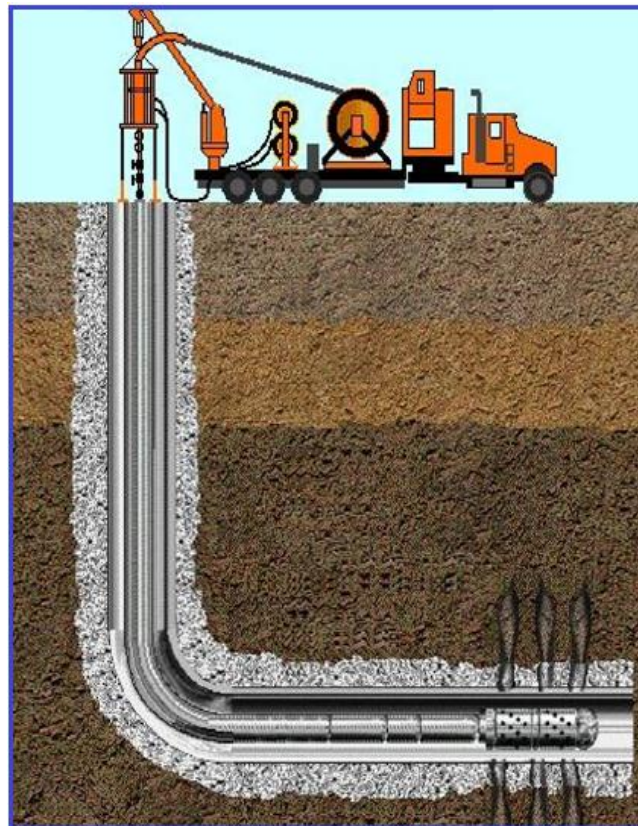


Figura 3.2 Aplicación de TCP en fractura de pozos horizontales

3.3.1. TECNOLOGÍA EN EL SISTEMA DE CAÑONES

En la actualidad existen básicamente dos tipos diferentes de Cañones de Carga Moldeadas: Cañones para casing (recuperables y descartables), y punzados por tubing con cargas y cañones con empaquetadura (packer). Los cañones pueden ser recuperables, o sea ser utilizados varias veces, o descartables, un solo uso. Mediante ambos sistemas es posible disparar simultáneamente un gran número de cargas utilizando un cordón detonante y fulminantes eléctricos.

3.3.1.1. Cañones para casing (Casing perforating guns) Recuperables

En este tipo de cañones (Fig.3.3), las cargas huecas son colocadas dentro de un tubo de acero a prueba de presión, que absorbe la energía lateral liberada en el momento de la explosión. El cañón tiene un diámetro ligeramente menor al diámetro interior del casing. Por efecto de la descentralización del cañón, parte de las cargas están más alejadas del casing. Esta mayor distancia que debe recorrer el jet implica una pérdida de presión y por ende una menor eficiencia, por lo cual se debe utilizar cañones de mayor diámetro posible según la instalación existente.



Figura 3.3 Composición de un cañón de punzado

El cañón está compuesto de cuatro componentes:

- Un soporte para las cargas huecas
- Las cargas huecas (son selladas a presión y del fluido del pozo)
- La cuerda detonante
- El detonador.

Los cañones son sellados y no permiten la entrada de fluidos sobre las cargas hasta luego de detonarlas. Las cargas se disparan a través de tapas reemplazables (Fig. 3.4) y los cañones pueden volver a emplearse en varias operaciones.



Figura 3.4 Carga moldeada y tapa reemplazable

Los recuperables son pre-agujerados frente a las cargas, sin embargo este agujero es sellado con una capsula. Hoy son poco utilizados por el requerimiento en mantenimiento (lavado, control de deformación). Con el uso se tuercen y por lo tanto pueden atascarse en un pozo.

Las ventajas de este tipo de cañones son las siguientes:

- No dejan desechos en el pozo.
- No dañan la cañería ya que absorben la energía lateral.
- Es un dispositivo robusto y de fácil descenso, aún en condiciones críticas de pozo, presión y temperatura.
- Al estar los componentes explosivos encerrados dentro del cañón, son operacionalmente muy seguros

Los cañones de diámetro menor, para uso a través de la tubing, los portadores son recuperados pero no pueden ser utilizados nuevamente.



Figura 3.5 Cañones de diámetro menor para tubing

Fuente: (Universidad Tecnologica Nacional, 2014)

3.3.1.2. Cañones Descartables

Los cañones descartables (Fig. 3.6 y 3.7) no son pre agujerado, y por lo tanto serán perforados junto con el casing. Por efecto de la detonación el agujero tiene rebaba sobre la salida, lo cual equivale a un incremento del diámetro exterior del cañón y puede dificultar su salida del pozo.

Para minimizar eso se puede utilizar cañones de menor diámetro y por lo tanto de menor eficiencia o cañones parcialmente maquinados (Figura 3.6) frente a cada carga (scallop)

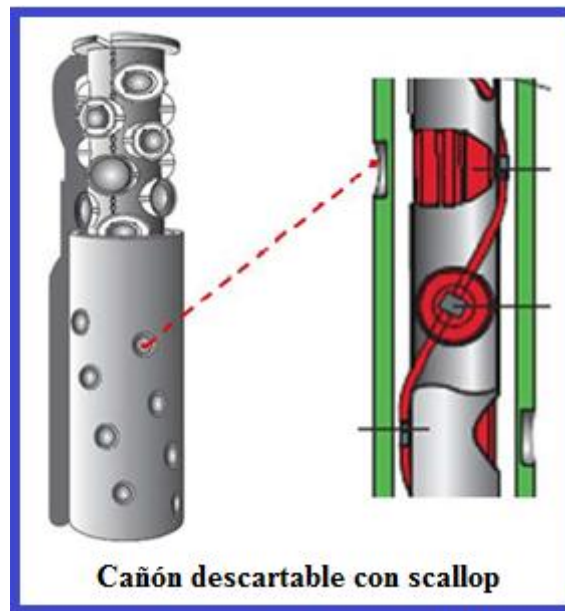


Figura 3.6 Cañones descartables

La deformación post punzado del cañón puede impedir de sacarlo a superficie

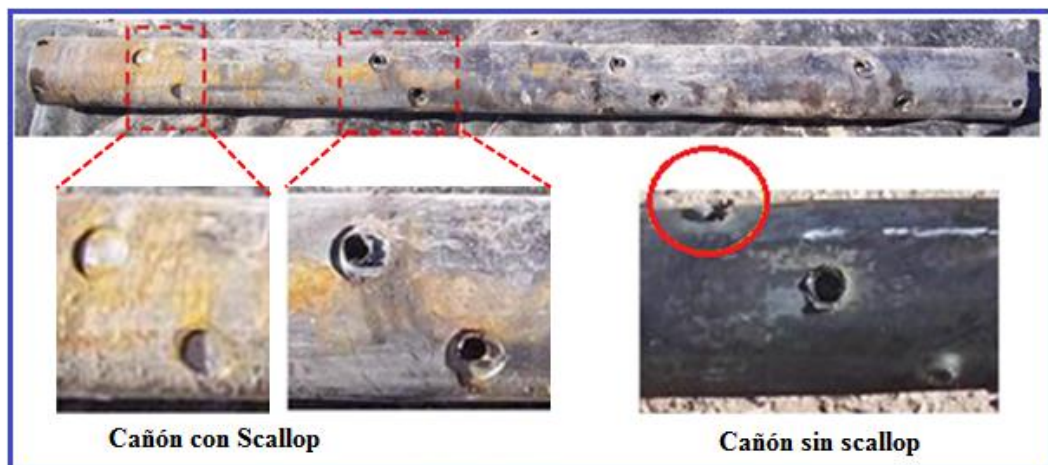


Figura 3.7 Cañones descartables

Los tamaños de cañones más comunes son de 5", 4", 3 5/8", 3 1/8", "2 1/2", 2", 1 3/4" y 1 1/2". Los cañones pueden ser bajados con cable (WCP: Wireline Conveyed Perforating) o a la punta de un tubing o de un coiled tubing (TCP: Tubing Conveyed Perforating).

3.3.1.3. Cañones bajados a través de tubería de producción (wireline conveyed thru tubing guns).

Este sistema se utiliza cuando la instalación de producción ya está en colocada. Vista la gran diferencia de diámetro entre el cañón y el casing, hay una mala centralización y por lo tanto una gran variedad en diámetro de entrada y longitud de túnel según la posición axial. Si el diámetro interno del tubing y el tamaño de las cargas lo permiten se utilizarán cañones. Pero con menor diámetro de tubing puede ser necesario eliminar el tubo (cañón) para poder pasar las cargas que serán colgadas de un soporte flexible (ristra). Con este sistema gran parte de las cargas detonadas quedan en el fondo del pozo, algo a tener en cuenta si luego se debe hacer operaciones como CT. También se debe tomar en cuenta que los cañones tipo ristra deforman mucho más el casing que un cañón más centralizado.

En este sistema, cada carga hueca está protegida individualmente por una cápsula de material destruible tal como aluminio, vidrio o cerámica, y unidas entre sí por diferentes sistemas, de acuerdo al modelo (Figuras 3.8 y 3.9).

El uso de cargas descartables permite el empleo de una mayor cantidad de explosivo que el sistema de cañón tubular, lográndose una mayor penetración para un diámetro de cañón dado.

Sin embargo, ofrece algunos inconvenientes tales como el deterioro de la cañería y una menor seguridad operacional, ya que están más expuestos a fallas que en el sistema cerrado. Además todos los desechos quedan en el pozo. Este último inconveniente ha tratado de ser reducido con el uso de carcacas de cerámica y vidrio en reemplazo del aluminio.

Las cargas de aluminio son de costo menor, pero presentan las siguientes limitaciones:

- Se desgastan rápidamente por fricción.
- No resisten a los ácidos.
- Son permeables al gas, lo que puede reducir la penetración apreciablemente.

- El cañón es frágil, pudiendo romperse durante el descenso.
- Los desechos pueden llegar a tapar el pozo.

Las cargas de vidrio o cerámica son montadas en flejes o planchuelas recuperables, dejando desechos finos y no perjudiciales en el pozo, siendo además impermeables al gas. La carga de cerámica es la única que se adecúa a condiciones de alta presión y temperatura y tiene una elevada resistencia mecánica al desgaste. (Universidad Tecnológica Nacional, 2014)

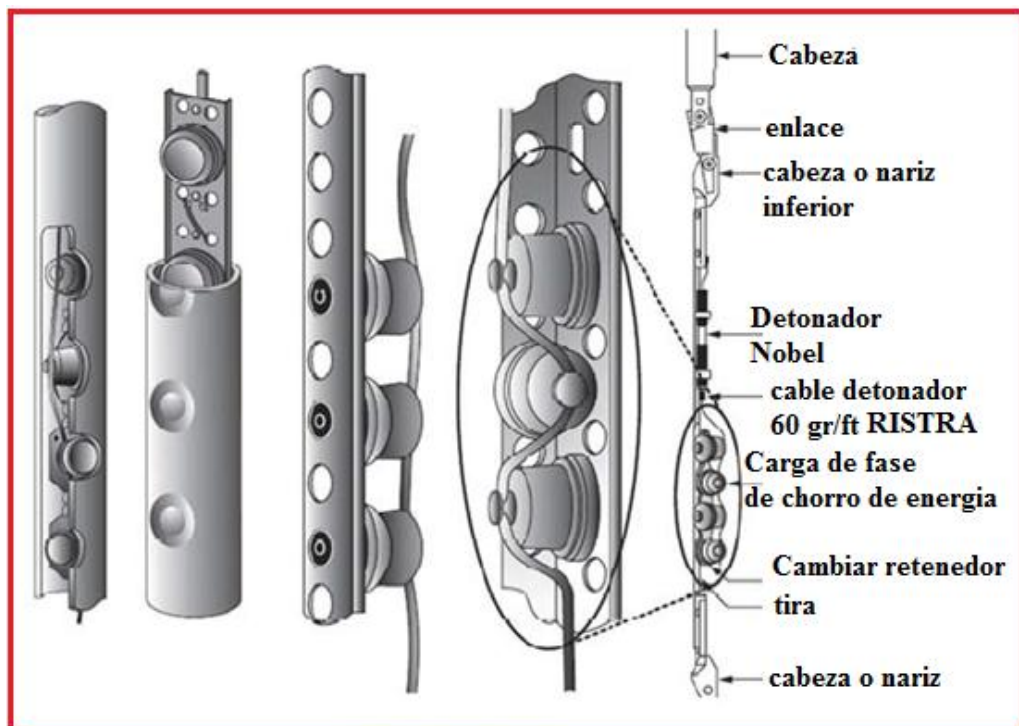


Figura 3.8 Punzado por tubería de producción.



Figura 3.9 Cargas unidas por cordón flexible (Ristra)

3.3.2. Cañones descartables bajados con Packer

Esta técnica consiste en armar los cañones de 4" descartables de la longitud deseada, con el PACKER (empaquetadura) y la instalación de producción (niples, stinger y tubing), bajarla hasta la profundidad adecuada para el punzado. Para esto se pone en profundidad con un perfil de rayos Gamma antes de fijar el packer. Una vez fijado el packer, se baja el nivel del fluido de terminación a una profundidad determinada por gráficos (según la profundidad, presión estimada de capa, etc.), se acondiciona la boca de pozo y se procede a detonar los cañones.

Este sistema permite la limpieza inmediata de los agujeros, debido a que la packer aislar la zona de interés de la presión hidrostática en el momento del punzado. Además, un registro de presiones a lo largo de la operación y para cada zona punzada, permite calcular un índice de productividad por zona.

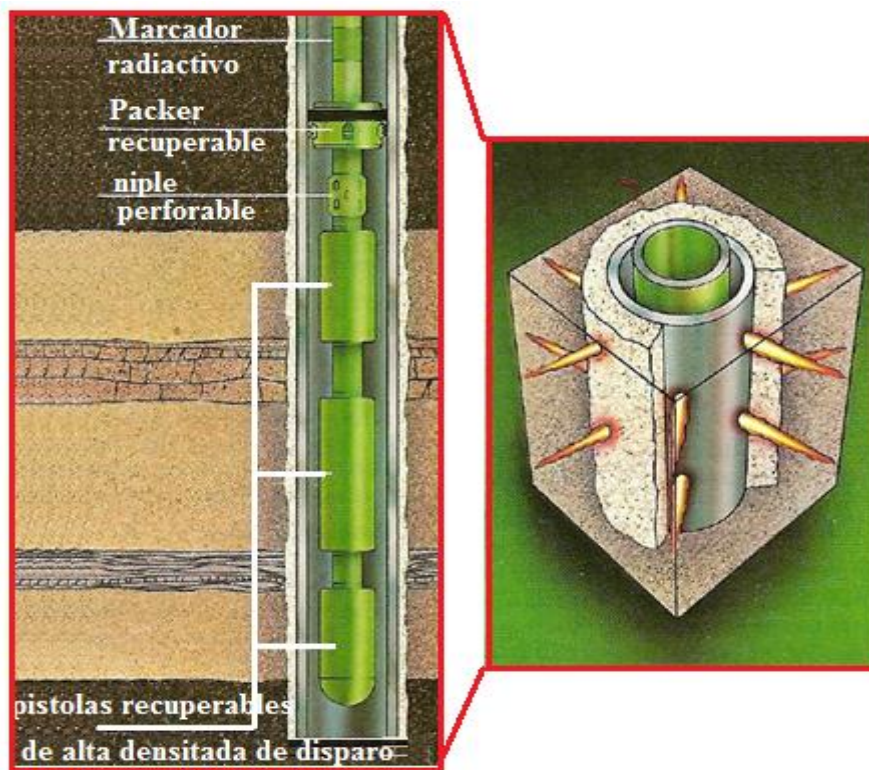


Figura 3.10 Cañones con Packer

La figura 3.10 representa esquemáticamente la herramienta. En ella puede seguirse su funcionamiento; la presión hidráulica permite la expansión de la empaquetadura y asegura el sello contra la cañería. Un ancla evita que la herramienta resbale bajo la fuerza producida por la diferencia de presiones entre ambos lados de la empaquetadura

No solamente se pueden punzar en pozos verticales, sino también en pozos horizontales, donde inclusive se pueden orientar los cañones (Fig. 3.11)

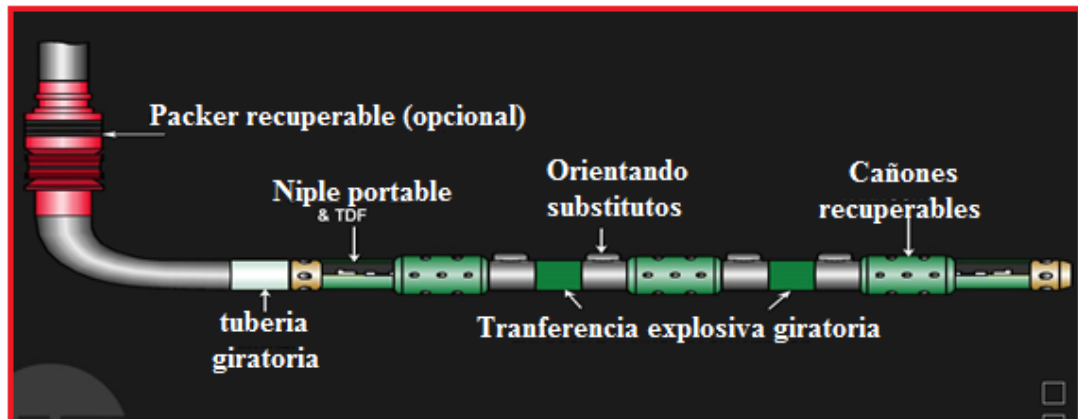


Figura 3.11 Punzonamiento en pozos horizontales
Fuente ((Universidad Tecnologica Nacional, 2014)

3.3.3. TECNOLOGÍA EN TUBING CONVEYED PERFORATING- TCP, BAJO BALANCE

Las técnicas de terminación de baleos transportada por tubería (TCP) permiten perforar intervalos muy largos en una sola pasada (algunas cadenas TCP han excedido los 8,000 pies [2,440 m] de longitud) y en pozos muy desviados y horizontales, TCP es el único medio para acceder a la profundidad de perforación. TCP también facilita el funcionamiento de cañones grandes y el uso de un alto desbalance en la presión. Cuando TCP se implementa junto con herramientas de prueba de taladro (DST), los fluidos de los pozos se pueden controlar fácilmente. Sin tener que matar el pozo, las cadenas TCP se pueden recuperar (disparar y tirar) o dejar como parte de la finalización permanente (TCP integrado).

3.3.3.1. Consecuencias de un punzado ineficaz

El punzado ineficaz puede afectar negativamente la terminación de los pozos estimulados por fractura de varias maneras. Si el intervalo se va a probar antes de la fractura, se requiere una conexión limpia a la formación para facilitar la adquisición de datos significativos. El daño por punzado excesivo puede ocultar el verdadero potencial de formación y conducir a un diagnóstico y una toma de decisiones incorrectas o inadecuadas.

Los punzados pueden resultar en una tortuosidad de fractura significativa, aumentando la presión de ruptura de la formación, en ocasiones más allá de la capacidad del equipo de superficie o la clasificación de diseño del pozo. Finalmente, los punzados de entrada limitada, una técnica común para desviar un

tratamiento a través de múltiples puntos de inicio de fractura, exige que la mayor cantidad posible de punzados estén abiertos y puedan aceptar fluidos de tratamiento. La baja eficiencia del punzado y las variaciones en la limpieza del punzado, asociadas con formaciones heterogéneas pueden causar una distribución desigual del tratamiento y una completación subóptima. (SPE116226, 2008)

3.3.3.2. Aplicación de la técnica bajo balance para reducir el daño

Los métodos tradicionales para lograr perforaciones baleadas limpias dependen de la creación de un gradiente de presión entre la formación y el pozo para inducir flujo y remover escombros de los túneles del baleo; esto puede ser difícil de lograr, especialmente en reservorios de baja presión. La limpieza por desbalance favorece los intervalos con un mayor potencial de flujo, generalmente aquellos con mayor permeabilidad, y también puede dar como resultado una baja eficiencia de punzado en zonas de baja permeabilidad. Por lo tanto, los operadores de los pozos que requieren estimulación por fractura enfrentan un desafío significativo para encontrar métodos de punzado confiables y rentables.

Para reducir este efecto se puede punzar con una presión en el pozo menor a la presión de reservorio (Underbalance), y así generar inmediatamente un flujo desde el reservorio hasta el pozo. La diferencia de presión debe ser suficiente para generar un brusco flujo inicial de manera de arrastrar los residuos, pero no debe ser excesiva para no desconsolidar la formación. Este desbalance se obtiene bajando el nivel de fluido en el pozo. Cuando se necesite realizar varias carreras de punzados en un mismo pozo, se podrá generar underbalance solamente en la primera carrera ya que el influjo de fluido de formación anulará el desbalance para las capas siguientes. (Universidad Tecnológica Nacional, 2014)

La técnica TCP operado con una presión de bajo-balance, permite eliminar el daño creado por la perforación, la cementación y el cañoneo. Con este sistema se logran orificios profundos y simétricos. Grandes intervalos pueden ser perforados simultáneamente en un mismo viaje dentro del pozo

3.3.3.3. Tecnología en el sistema de cargas

Recientemente se ha introducido una nueva clase de cargas con forma reactiva que genera un poderoso efecto secundario dentro de cada túnel de perforación inmediatamente después de que se forme. La reacción sobrealimenta cada túnel,

provocando una oleada de flujo hacia el pozo que elimina todos los escombros compactados y la zona triturada cerca del túnel que de lo contrario afectaría el rendimiento del flujo.

Dado que este efecto es independiente de las propiedades de la roca y las condiciones del pozo, se puede obtener un porcentaje muy alto de túneles limpios en todo el intervalo sin balear necesariamente en condiciones de bajo balance.

La tecnología CONNEX® Perforating ofrece túneles libres de escombros sin depender del desequilibrio. El resultado es increíble eficiencia de punzados, productividad superior, mejorada inyectividad y mejoras dramáticas en la estimulación, parámetros y rendimiento.

Cientos de pozos alrededor del mundo ya se han beneficiado de CONNEX® Perforating la cual es una nueva solución preferida para Terminaciones de alto rendimiento.

Los perforadores conformados de carga son el método dominante utilizado para crear una ruta de flujo entre las formaciones de interés y el pozo en una terminación revestida y perforada. La gran mayoría de las terminaciones perforadas dependen del uso de cargas conformadas debido a la velocidad relativa y la simplicidad de su despliegue en comparación con las alternativas, como la mecánica penetradores o herramientas de chorro hidro-abrasivo. Sin embargo, a pesar de estas ventajas, las cargas conformadas proporcionan una solución imperfecta.

Las cargas conformadas se forman al comprimir polvo altamente explosivo dentro de una caja de metal usando un revestimiento metálico cónico o parabólico, como se muestra en la Figura 3.12. (SPE116226, 2008)

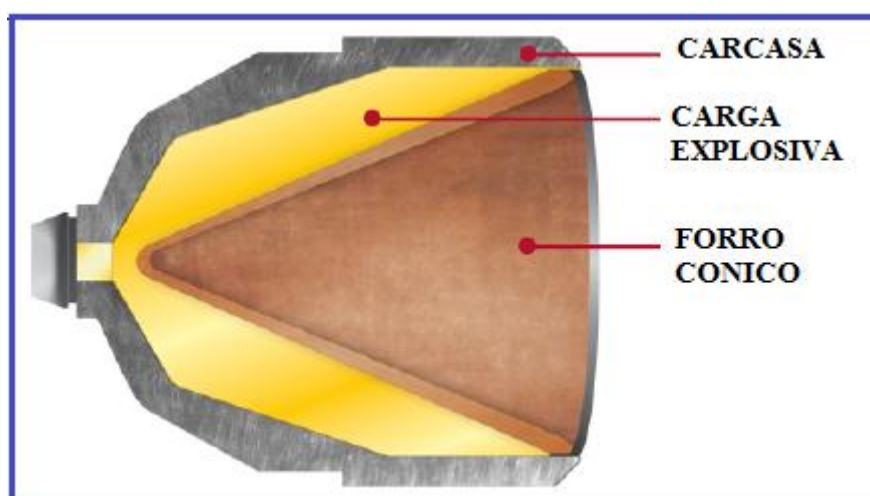


Figura 3.12 Sección transversal de una carga Premoldeada

- (1) Cargas perforantes CONNEX® se implementan en un hardware convencional de pistola, sin requerir cualquier manipulación especial, almacenamiento, procedimientos de carga o ejecución. La densidad de disparo y las fases son las mismas que las cargas convencionales. (GEODYNAMICS, 2008)
- (2) Cuando el explosivo se detona, la simetría de la carga hace que el revestimiento metálico se colapse a lo largo de su eje en un estrecho chorro enfocado de partículas metálicas de rápido movimiento que penetra el cuerpo de la pistola, la carcasa vaina de cemento y formación en exactamente de la misma manera que un perforador estándar. (Figura 3.13),



Figura 3.13 Explosión y penetración del chorro de partículas

- (3) Cuando la carga se coloca perpendicular a la cubierta del pozo, el chorro penetra en la cubierta y la cubierta de cemento y la roca de formación circundante. El evento perforante impulsa material de la formación triturado, cemento, revestimiento de carga y restos de la cubierta del pozo en gargantas de poro circundantes creando la "zona aplastada". Chorro restos y formación material tapa la punta del túnel con Residuos compactos e impermeables. (Figura 3.14)

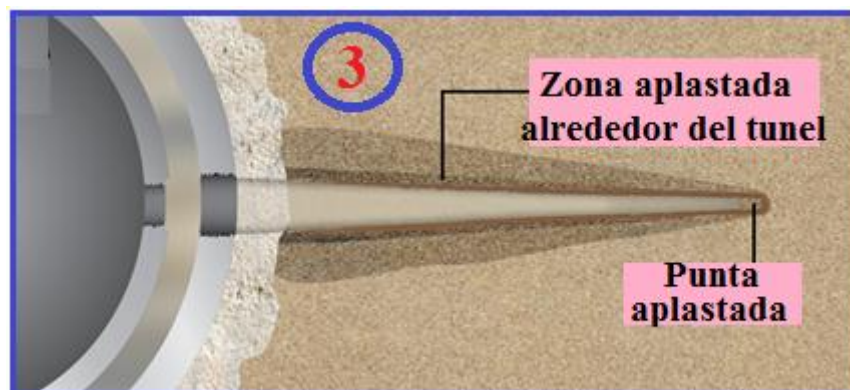


Figura 3.14 Colocación temporal del material triturado

- (4) Perforación reactiva: mientras que las cargas convencionales dependen del flujo de sobretensión de desequilibrio para limpiar el túnel, las cargas CONNEX® crear una reacción secundaria para hacer el trabajo. El material de revestimiento depositado a lo largo del túnel reacciona exotérmicamente, generando calor y presión dentro y alrededor del túnel. (Figura 3.15)

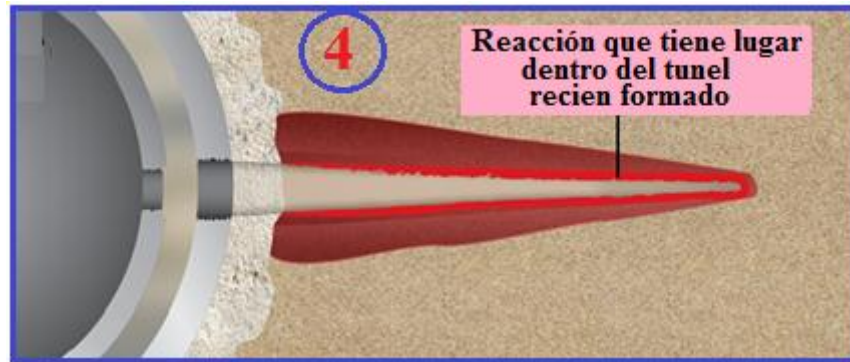


Figura 3.15 Reacción exotérmica dentro del túnel.

- (5) La sobrepresión resultante se rompe y expulsa el material de la zona triturada y los desechos compactados. Cuando la roca es suficientemente competente, también se observa fractura de la punta del túnel. Esto es altamente beneficioso para el rendimiento del flujo de entrada y los tratamientos de estimulación. (Figura 3.16)

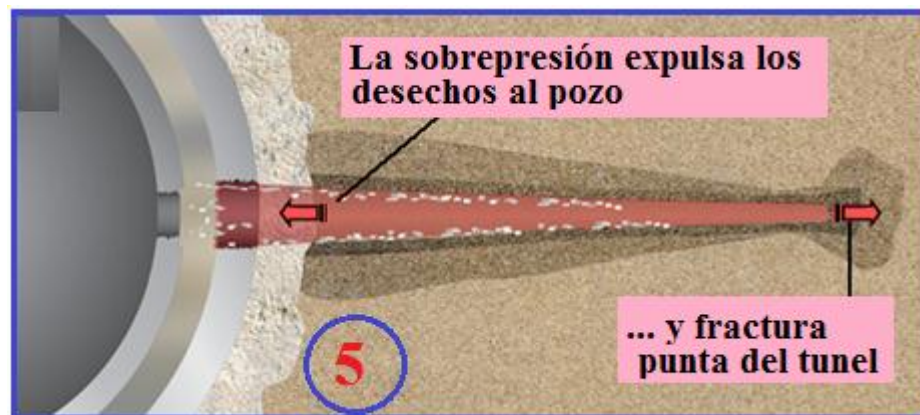


Figura 3.16 Expulsión de desecho por efecto de sobre presión.

- (6) Túneles producidos con CONNEX® Las cargas perforantes exhiben ideal características: gran diámetro, puntas más limpias, a menudo fracturadas, y completamente libres de zona triturada y relleno compactado. La

profundidad de penetración en roca estresada es de buen rendimiento. (Figura 3.17)

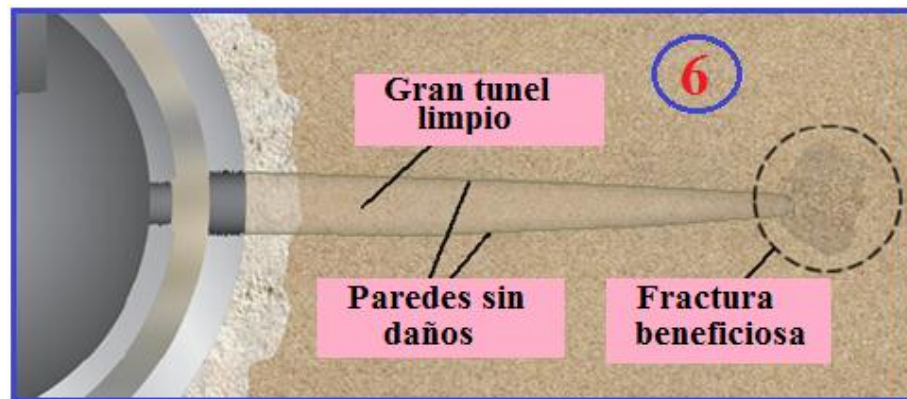


Figura 3.17 Tunel limpio, residuos eliminados
(GEODYNAMICS, 2008)

La fotografía de abajo ilustra las características típicas de un túnel de penetración profunda. en roca estresada. La penetración total de ± 12 pulgadas es significativamente menor que la API RP - 19B registrada Sección 1 de penetración de concreto de 47.3 pulgadas. El túnel despejado es relativamente estrecho, rodeado por una zona de roca perturbada, la "zona aplastada", aproximadamente un cuarto de pulgada de espesor, y solo se extiende hasta las tres cuartas partes de la penetración total. El resto de El túnel está tapado con relleno compactado. (Figura 3.18)



Figura 3.18 Características de un túnel en roca estresada, túnel tapado.

BAJO BALANCE

La perforación de bajo balance se basa en la diferencia de presión entre formación y perforación que inducen una oleada de flujo para romper y eliminar los escombros de los túneles de perforación. Si la presión y / o la permeabilidad del reservorio es baja, o la presión del pozo no puede reducirse sustancialmente, puede haber una fuerza motriz insuficiente para fallar o eliminar los desechos. Cuando las

propiedades de la formación varían significativamente en toda la zona, solo se limpiarán los disparos dentro de mejores intervalos. Las técnicas de desequilibrio dinámico generan un desequilibrio más fuerte y más sostenido, pero no pueden mitigar la energía inadecuada del reservorio, la heterogeneidad o la permeabilidad de la formación críticamente baja.

LA SOLUCIÓN

Esta imagen captura la mejora en la geometría y la calidad del túnel que brinda la tecnología de perforación CONNEX®. Se ha eliminado toda la zona aplastada, al igual que el relleno compactado, para dejar un túnel ancho y limpio. Tenga en cuenta también la punta del túnel fracturado, una característica muy beneficiosa para las perforaciones previas a la estimulación que se observa con frecuencia al aplicar cargas CONNEX® en rocas competentes. (Figura 3.19)

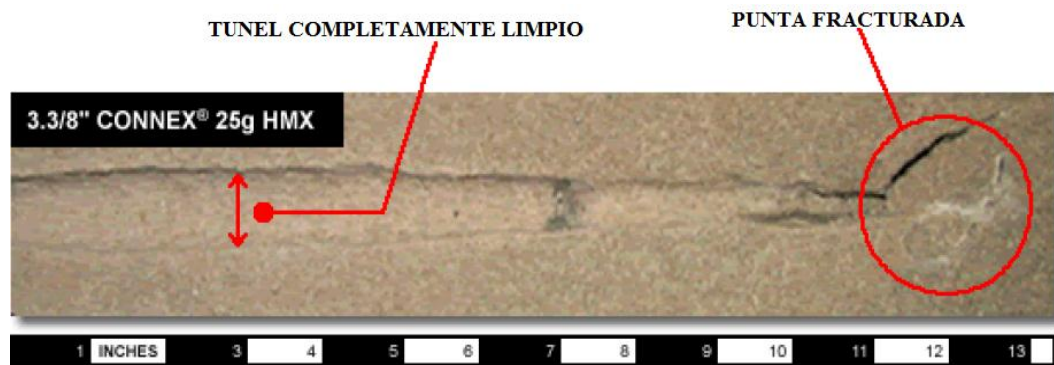


Figura 3.19 Geometría y calidad del túnel con tecnología CONNEX.

(GEODYNAMICS, 2008)

3.3.3.4. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL SISTEMA T.C.P

Ventajas:

- Se puede poner a producir el pozo inmediatamente después del disparo.
- No deja basura en el pozo
- Los cañones no pueden ser detonados accidentalmente por la electricidad.
- Si se requiere se puede soltar la pistola al fondo.
- Sistema de cañoneo de alto desempeño
- Carga Moldeada Reactiva, que perfecciona la geometría del túnel de la perforación durante el cañoneo, mejorando su rendimiento
- La carga genera una reacción secundaria dentro del túnel de la perforación durante el evento de cañoneo gracias a la metalurgia utilizada en el liner y al diseño propio de la carga.

- Minimiza el daño (S).
- Longitud de cañoneo ilimitado.
- Mayor penetración.
- Diámetros acordes al libraje del liner de producción
- Prueba de presión y temperatura (DST) desde el inicio de la detonación.
- Mejora los tiempos de operaciones.
- Permite trabajar en bajo balance de manera que al producir inmediatamente después del disparo el pozo fluye y disminuye significativamente el daño por cañoneo.
- Se obtiene gran seguridad y completo control del pozo durante la operación.
- El bajo balance necesita ser ajustado una sola vez y permite un buen limpiado de los disparos realizados.
- Se puede disparar más intervalos y mucho más largos en una sola corrida y penetra hasta 3 revestidores.
- Para pozos altamente desviados ($>45^\circ$) y horizontales es la única opción de disparo posible.
- En formaciones sensibles a los fluidos de completación se puede disparar, evaluar y completar simultáneamente el pozo.
- Los cañones bajados con tubería son considerados más seguros que los cañones bajados con línea de acero, cuando hay altas presiones o en presencia de H₂S.
- Puede adaptarse para un trabajo con registradores de presión activados luego del disparo.
- No se necesita interrumpir las comunicaciones de radio, operaciones de suelda durante la operación.

La ventaja que puede esperarse al utilizar la carga CONNEX es su capacidad de crear túneles limpios, sin establecer desbalance de flujo en el pozo; y es probable, ser la aplicación más valiosa para los siguientes escenarios:

- Pozos con Baja Presión de Fondo Fluyente y Presión de Yacimiento. (Alto Drawdown). Es el caso de los pozos del Nor-Oeste.

- Pozos con Perforaciones Existentes Abiertas, donde la longitud del área dañada es alta.
- Pozos con daños por la invasión de los fluidos durante la perforación del hoyo, la cementación.
- Intervalos que requieren ser fracturados para mejorar el perfil de flujo
- Intervalos con Permeabilidad Variable en la Roca, alta Anisotropía.
- Antes de cualquier Estimulación para abrir túneles limpios y mejorar la entrada de los fluidos
- Cuando se cañonea en Balance o Sobre Balance (Casing Gun).

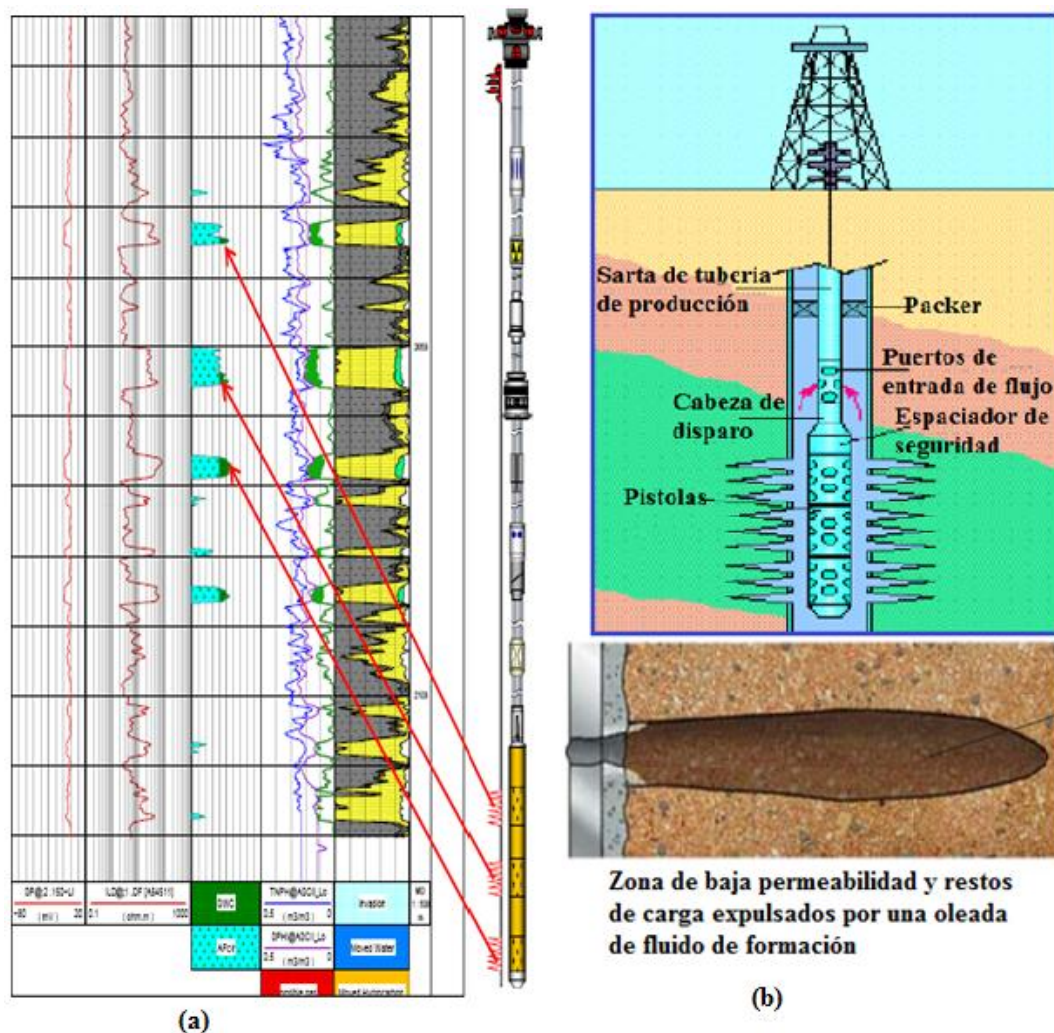


Figura 3.20 (a) Se pueden cubrir varios intervalos y en una sola corrida. (b) Perforación Sub balanceada inmediatamente después de la perforación

Desventajas del sistema TCP

- Altos tiempos de operación y costo.
- A menos que todos los cañones sean retirados del pozo es difícil confirmar si todos los cañones fueron disparados. Un sistema de detección de la efectividad de los disparos superara esta limitación.
- Los explosivos se degradan cuando están expuestos a elevadas temperaturas, reduciendo el desempeño de las cargas. Toma mucho tiempo correr la sarta de TCP en el pozo comparado con hacer la corrida mediante Wireline. Para compensar esto, en algunos casos explosivos menos poderosos deben ser usados en operaciones con TCP. Sin embargo, en nuestro medio esto no es cierto ya que debido a las temperaturas de fondo de alrededor de los 200°F, Wireline usa explosivos RDX debido a que su tiempo de operación es bajo, es un explosivo más barato; en el caso de TCP se usan explosivos HMX que resisten muy bien los 200°F por muchísimo tiempo sin degradarse pero que en comparación con los RDX tienen mayor poder de explosión y por tanto cargas de este material tienen una penetración mucho mayor.
- Las opciones de perforación con TCP son limitados. En algunos casos no es económico realizar perforaciones con la técnica TCP.
- El posicionamiento preciso a profundidad de la sarta de cañones es más difícil en tiempo y consumo que el posicionamiento a profundidad mediante Wireline. Aunque esto depende ya que usualmente los cañones con Wireline se los posiciona usando CCL solamente que es la ubicación de profundidad por medio.

3.3.3.5.CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DEL SISTEMA TCP

La evaluación exacta de los medios de operación, los objetivos y las técnicas requeridas son necesarios para determinar la más segura y más eficiente técnica de TCP.

La forma del reservorio y del tipo de completación son algunas condiciones que determinan la selección de varias opciones:

- El diámetro del revestidor y las características de la formación generalmente establece el tamaño de los cañones y el tipo de balas (cargas). (El software “SPAN” ayuda a seleccionar la mejor opción de cañones y balas (cargas)).
- La selección adecuada de los explosivos se basa en el máximo tiempo de exposición de los cañones o de la temperatura cerca al fondo del pozo.
- En algunos casos los requerimientos de la prueba de pozo afectan la elección de la cabeza de disparo, los accesorios y los cañones.
- Las características de la formación, junto con la seguridad y las consideraciones económicas determinan la cantidad de bajo balance y como es establecido.
- Conocer exactamente los diámetros internos de todos los componentes de la sarta así como las restricciones posibles son esenciales para elegir el sistema de disparo y la planificación para una posible pesca de las herramientas, posición de las herramientas o corrida de cortadores.

3.3.3.6.DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS

SARTA TIPICA DE TCP



Figura 3.21 Partes de la sarta TCP, usada en el Nor-Oeste

MARCA RADIOACTIVA

Descripción: (figura 3.22) (CORELAB, 2012)

- Se corre en la sarta de TCP por encima del Packer.
- Se utiliza para el exacto control de la profundidad.
- Un pequeño pip tag radiactivo (1 - μ Ci of cobalt-60) se inserta en la cavidad del sub y puede ser fácilmente detectado por herramientas de registro GR.
- Un registro GR a través de la tubería se utiliza para la correlación de la profundidad del pip tag con el registro GR de pozo abierto.
- Disponible en en 2-3/8, 2-7/8, 3-1/2 o 4-1/2

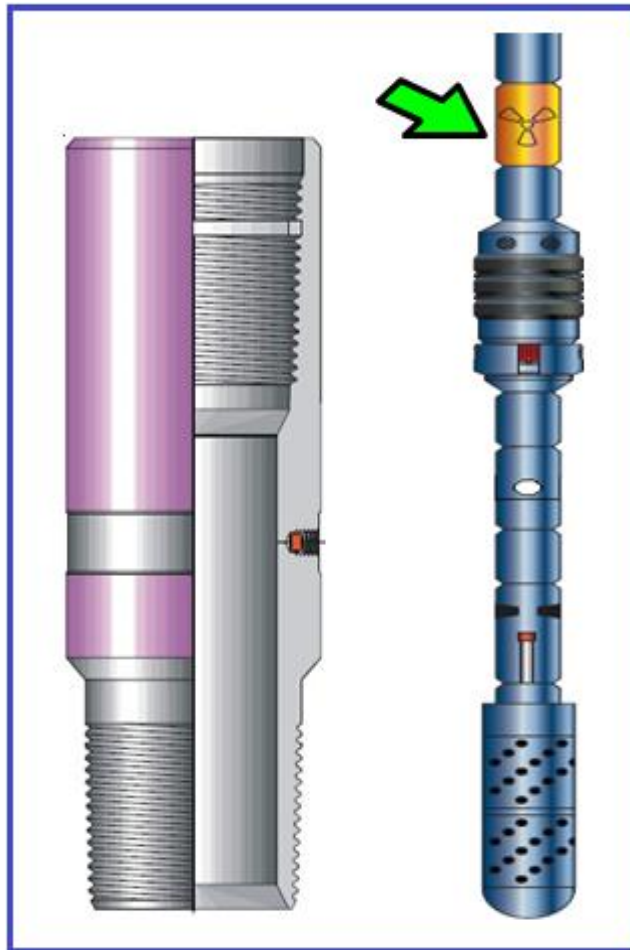


Figura 3.22 Marca radiactiva

Especificaciones:

Cuadro 3.1 Especificaciones técnicas de la marca radiactiva

Descripción	2-3/8 in (60.3mm)		2-7/8 in (73.0 mm)		3-1/2 in (88.9mm)		4-1/2 in (114.3 mm)	
Máximo OD	3.062 in	77.8 mm	3.688 in	93.6 mm	4.50 in	114.3mm	5.563 in	141.3 mm
Mínimo ID	1.995 in	50.6 mm	2.441 in	62.0 mm	2.992 in	76.0 mm	3.958 in	100.5 mm
Longitud Total	8.0 in	203 mm	8.0 in	203 mm	8.0 in	203 mm	9.0 in	229 mm
Presión máxima	10,000 psi	68.9 MPa	10,000 psi	68.9 MPa	10,000 psi	68.9 MPa	10,000 psi	68.9 MPa
Conexión	2-3/8 in (60.3mm) EU Box X Pin		2-7/8 in (73.0 mm) EU Box X Pin		3-1/2 in (88.9mm) EU Box X Pin		4-1/2 in (114.3 mm) EU Box X Pin	
Numero de producto	TC-120-2375-080		TC-120-2375-080		TC-120-2375-080		TC-120-2375-080	

VÁLVULA DIFERENCIAL

Descripción:

- El Magnum UDB está diseñado para proporcionar la condición de bajo-balance (underbalance) entre el anular y la tubería.
- Para asegurar esta condición, la herramienta usa un disco cóncavo de alta resistencia que es colocado sobre los orificios del sub
- Los orificios son usados para producción, bombeo de fluidos o simplemente actúa como un drenaje de la tubería cuando esta se retira del hueco.
- Es colocado debajo del Packer y a 30 ft sobre la cabeza de disparo mecánica.

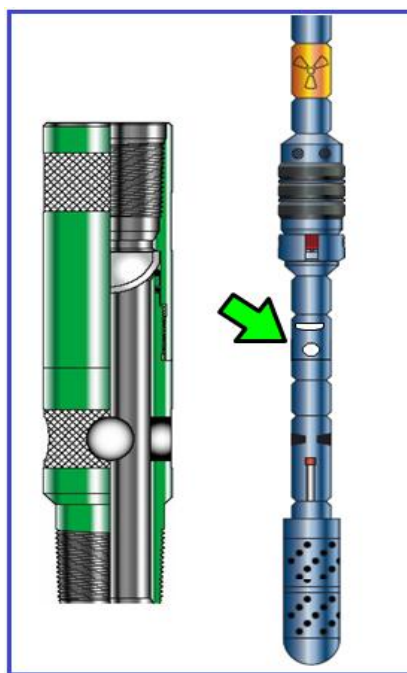


Figura 3.23 Válvula diferencial

Especificaciones

Cuadro 3.2 Especificaciones técnicas de la válvula Diferencial

Descripción	2 3/8 Herramienta	2 7/8 Herramienta	3 1/2 Herramienta
Conexión	EUE	EUE	EUE
Herramienta OD	3.062 in	3.688 in	4.50 in
Herramienta ID	1.995 in	2.441 in	2.992 in
	10.000 psi	10.000 psi	10.000 psi
	1.000	1.000	1.000
Máxima temperatura	450 °F	450 °F	450 °F
Puerto de flujo Área de flujo	3.97 in sq	4.90 in sq	7.07 in sq
Resistencia a la tracción	135.000 lbs	198.000 lbs	270.000 lbs
Longitud	11.0 in	11.0 in	11.0 in
Peso	13.0 lbs	17.0 lbs	25.0 lbs
Pieza de montaje No	01.GUDA.238.BEBP	01.MUDA.278.BEBP	01.MUDA.312.BEBP

FILL / FLOW SUB

Descripción

- Es una válvula que está siempre abierta
- Permite que al ir bajando los cañones dentro del pozo los niveles de fluido de control en tubing y casing se mantengan siempre iguales.
- El disco de vidrio evita que la basura del pozo así como el fluido contaminado caigan sobre la cabeza de disparo mecánica.
- Si es necesario, a través de este dispositivo se introduce el fluido para activar la cabeza de disparo por presión.
- Va colocada por debajo del empacador y arriba de la cabeza de disparo por impacto (min. recomendado:30 ft).

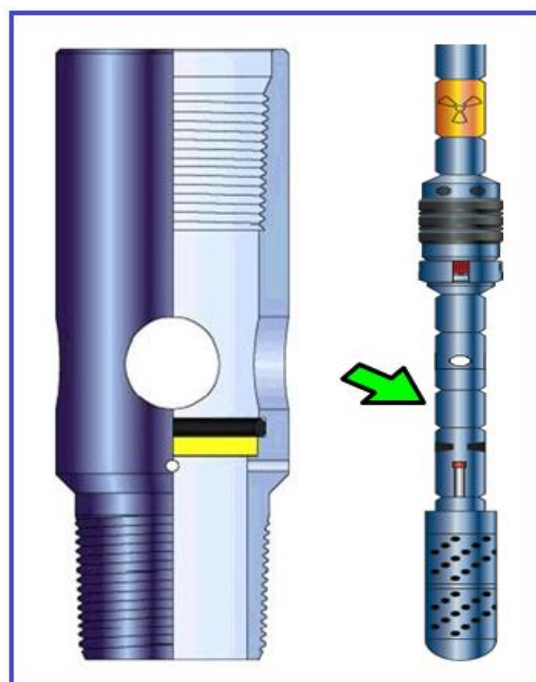


Figura 3.24 Fill / Flow Sub

Especificaciones

Cuadro 3.3 Especificaciones técnicas de Fill / Flow Sub

Descripción	2-3/8 in (60.3mm)		2-7/8 in (73.0 mm)		3-1/2 in (88.9mm)	
Máximo OD	3.06 in	79.5 mm	3.688 in	93.6 mm	4.500 in	114.3mm
Mínimo ID	2.00 in	50.8 mm	2.441 in	62.0 mm	3.00 in	76.2 mm
Área de flujo	4.9 sq in	3161 mm ²	4.9 sq in	3161 mm ²	7.06 in ²	4554 mm ²
Conexión	2-3/8 in (60.3mm) EUE		2-7/8 in (73.0 mm) EUE		3-1/2 in (88.0 mm)	
Numero de puertos	4		4		4	

CABEZA DE DISPARO DE IMPACTO MECÁNICA

Descripción: (CORELAB, MECHANICAL IMPACT FIRING HEAD, 2012)

- Está diseñado para ser usado en pozos con muy baja o nula presión hidrostática. Sin embargo puede operar con presiones hidrostáticas por encima de 20,000 psi.
- Es accionada por el impacto de la barra (drop bar), quien por efecto de la gravedad, caerá y golpeará sobre la cabeza de impacto y se iniciará la secuencia de disparo.
- Al menos un tubing lleno con fluido, en el tope de la cabeza de disparo es recomendado para optimizar la velocidad de la barra.
- La cabeza no dispara por corriente eléctrica.

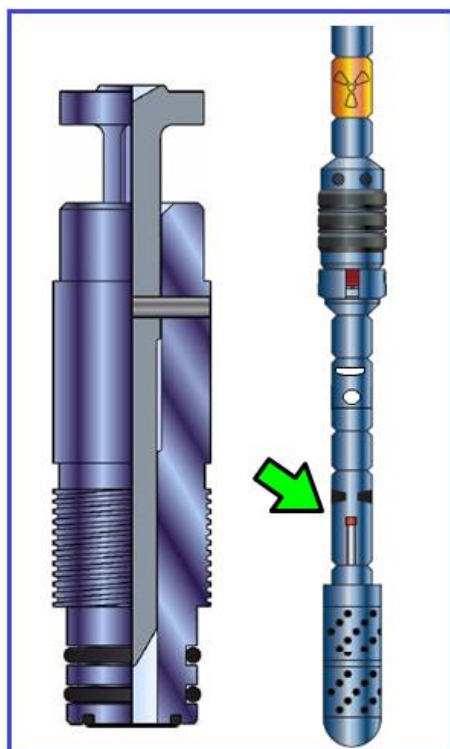


Figura 3.25 cabeza de disparo por impacto hidráulico

Cuadro 3.4 Especificaciones técnicas de la cabeza de disparo mecánica

O.D.	1.50''	38 mm
Longitud de maquillaje	3.75''	95mm
Max. Temperatura	250 °F (121°C)	
Max. Hidrostática	20,000 psi	137.9 MPa
Min. Hidrostática	0psi	0MPa

CABEZA DE DISPARO POR PRESIÓN

Descripción:

- Está diseñado para ser usado en pozos horizontales.
- Utiliza una tecnología de pines de corte de precisión con una exactitud de +/- 5%, en dos tamaños.
- Trabaja en rangos de presión de 2,000 psi a 18,000 psi
- Se dispara inmediatamente que se le aplica un nivel presión previamente determinado.
- Al momento del disparo el pozo tendrá un sobre-balance producto de la presión hidrostática más la presión de disparo

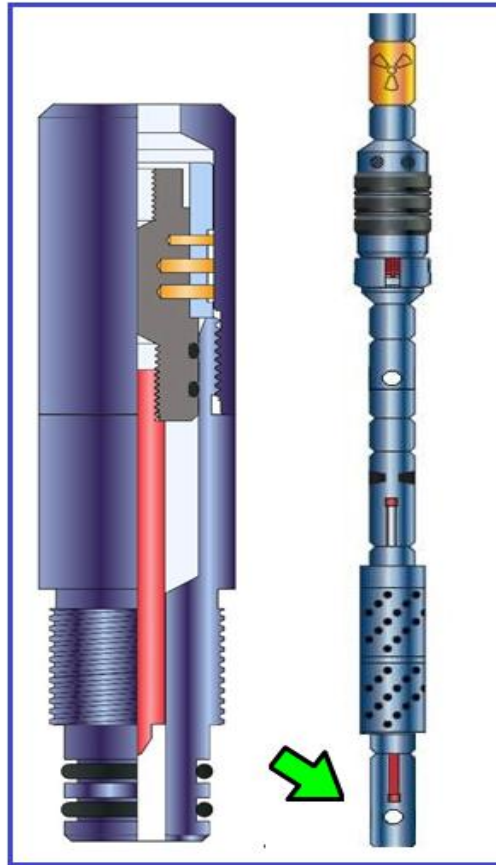


Figura 3.26 Cabeza de disparo por presión

Especificaciones:

Cuadro 3.5 Especificaciones técnicas de la cabeza de disparo por presión

O.D.	1.69"	43 mm
Longitud de maquillaje	3.75"	121 mm
Max. Temperatura	250 °F (121°C)	
Max. Hidrostática	18,000 psi	124 MPa
Min. Hidrostática	2,000 psi	13.8 MPa

Nota: La máxima temperatura puede ser incrementada a 450°F (230°C) por sustitución de los O-rings de Nitrilo 90 con los O-rings de Viton 90.

DETONADOR BODY DE LA CABEZA DE DISPARO

Descripción:

- El cuerpo del detonador de la cabeza de disparo está diseñado para aceptar los cabezales de disparo activados por impacto (percusión) y presión.
- El Body estándar incorpora una tuerca de retención del iniciador para que siente el Detonador de percusión
- Una versión alternativa (TC-005) es disponible que utiliza un detonador de percusión de carga superior

- Enrosca en la parte inferior en la cabeza del cañón.
- Ambos están disponibles en 2-3/8, 2-7/8, o 3-1/2 hilos de pin EUE.

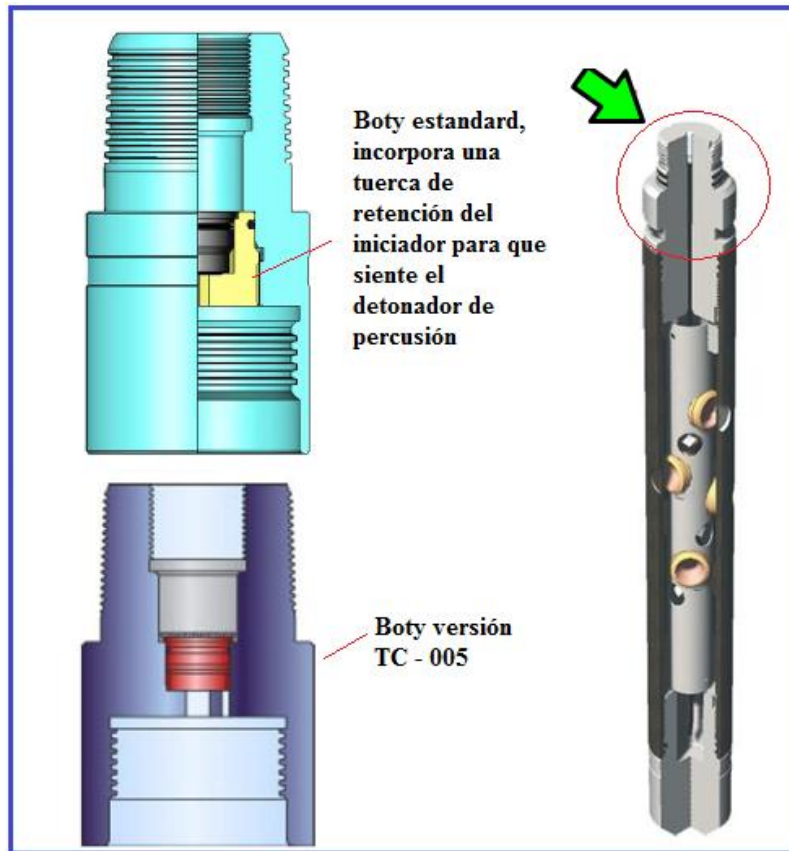


Figura 3.27 Detonador Body de la cabeza de disparo

El sistema modular acepta los siguientes cabezales de disparo:

- Cabezal de disparo de impacto mecánico (percusión)
- Cabezal de disparo de seguridad de impacto, baja presión
- Cabezal de disparo de seguridad de impacto, alta presión
- Cabezal de disparo activado por presión, baja presión
- Cabezal de disparo activado por presión, alta presión

Especificaciones

Cuadro 3.6 Especificaciones técnicas de detonador Body

Versión estándar. Versión con tuerca de iniciador	TC-005-0001-000 TC-000-2375-000		TC-005-0003-000 TC-000-2875-000		TC-005-0004-000 TC-000-3500-000	
Máximo OD	3.130 in.	79.5 mm	3.680 in.	93.5 mm	4.50 in.	114.3 mm
Tensión	55.200 lb.	24 550 daN	79.400 lb.	35 300 daN	90.400 lb.	40 200 daN
Temperatura máxima	250 °F (121°C)					
Presión máxima	20.000 psi (137 900 Kpa)					
Conexión superior	2-3/8 (60.3mm) EUE		2-7/8 in (73.0 mm) EUE		3-1/2 in (88.9 mm) EUE	
Conexión inferior	2.750 -6 TPI Acme Box		2.750 -6 TPI Acme Box		2.750 -6 TPI Acme Box	

TUBULAR COLLAR NO-GO

El cabezal de disparo de impacto mecánico está diseñado para aplicaciones donde no hay suficiente presión hidrostática en el pozo para utilizar los sistemas de seguridad de impacto. Sin embargo, este cabezal de disparo funcionará en presión hidrostática hasta 20,000 psi.

Por consideraciones de seguridad, el cabezal de disparo de impacto de seguridad mecánica es el principal cabezal de disparo recomendado para aplicaciones de la barra de caída de nariz ancha

Esta cabeza de disparo debe ejecutarse junto con una cabeza de disparo de impacto No-Go o un collar tubular No-Go para cumplir con los requisitos de seguridad.

Descripción:

Tienen dos funciones importantes dentro de la operación de TCP:

1. No dejar pasar nada hacia la cabeza de disparo por impacto que sea de un diámetro más grande de 1.575”.
2. Orientar la barra de disparo hacia el centro de dicha cabeza de impacto.

Especificaciones:

Cuadro 3.7 Especificaciones técnicas del collar tubular NO-GO

Descripción de collar tubular NO-GO
2- 3/8 in EUE No-Go (1.575 in ID)
2- 7/8 in EUE No-Go (1.575 in ID)
3- 1/2 in EUE No-Go (1.575 in ID)

El cabezal de disparo Impacto No-Go utiliza uno o dos, 1/4 - 28 - 1/4 tornillos de fijación de punta de copa grande para asegurar al Impacto de disparo.

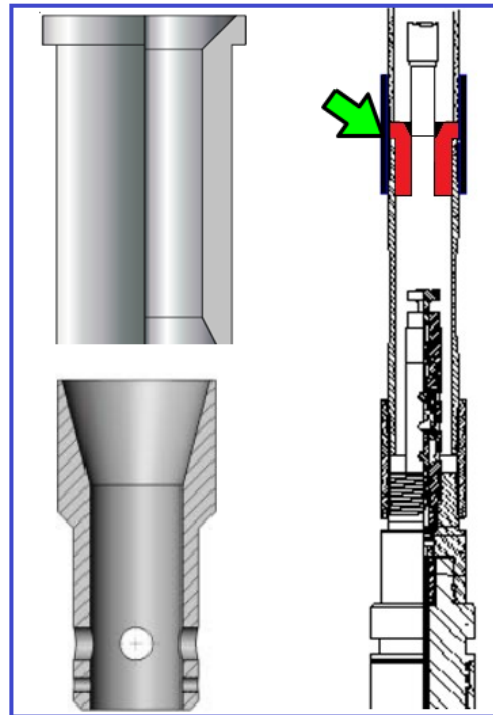


Figura 3.28 Collar tubular No-Go

BARRA (DROP BAR)

Descripción:

- Es usada para activar la cabeza de disparo mecánica.
- Consta de tres secciones, una superior, que tiene un cuello de pesca de 1" ; la intermedia que consta de dos contrapesos de 4' c/u y la inferior, que es la que hace el impacto en la cabeza de disparo.
- También pueden ser usadas para fragmentar
- Después de un impacto quedará una impresión en el área de contacto que nos servirá para comprobar que existió dicho contacto.
- Hoy día existen barras de una sola pieza y barras con ruedas para pozos con desviaciones hasta de 60 grados

Especificaciones:

Cuadro 3.8 Especificaciones técnicas de la barra (Drop bar)

nariz ancha seccional		
O.D.	1.250 in	31.8 mm
Cuello de pesca		
Longitud del cuello de pesca	9.00	229 mm
Corte de cuello de pesca		
Cuello de persecución O.D.	1.00 in	25.4 mm
Longitud de cuello de persecución	10.00 in	254 mm
Conexión de hilo	5/8 in varilla de bombeo	

Cuadro 3.9 dimensiones de la barra

Dimensiones		
6 ft (1.83 m)	24.2 lb	11.0 Kg
8 ft (2.44 m)	NA	NA
10 in (3.05 m)	40.5 lbs.	18.4 Kg.

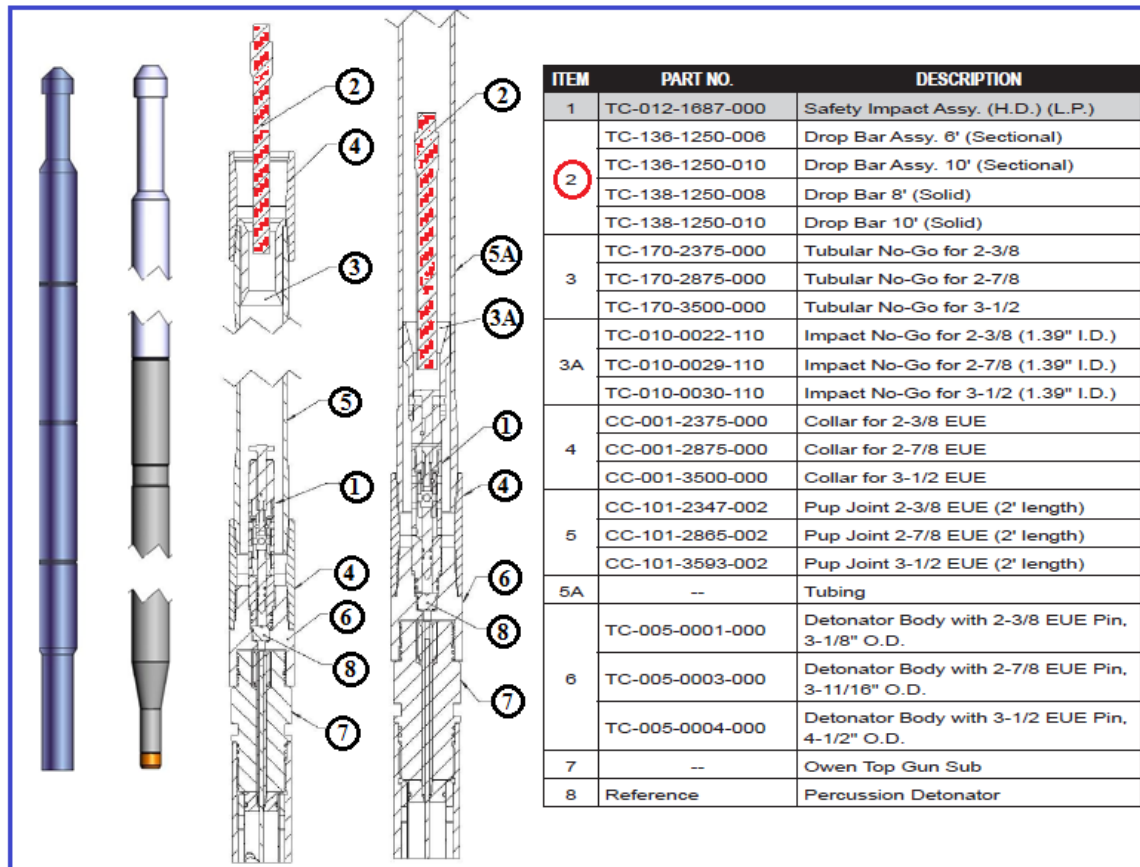


Figura 3.29 Barra (Drop Bar) para activar la cabeza de disparo mecánica

3.3.4. DESCRIPCION DEL PROCEDIMIENTO

La tecnología de tubería combinada con los cañones descartables mejora la producción y reducen los costos. Esta tecnología ha sido ampliamente utilizada en pozos fluyentes. Balear y poner en producción se puede lograr ejecutando la operación una vez. Para diferentes pozos se adoptan diferentes tipos de sarta y diferentes empacadores.

Existen algunos tipos de cabezas de disparos que incluyen drop bar, diferencial de presión y conexiones eléctricas. El tope de la cabeza de disparo es usado para permitir el flujo de los fluidos del reservorio hacia el tubing. Un packer de producción es colocado por encima de la salida de los fluidos de la formación. Todo el ensamblaje es bajado dentro del pozo al final de la sarta de tubing. La sarta

es colocada en la profundidad deseada usualmente con un detector de rayos gamma. Después de que los cañones son posicionados, el packer es sentado y el pozo es alistado para la producción. Esto incluye establecer la correcta condición de bajo-balance dentro del tubing. Luego los cañones son disparados, los fluidos de la formación fluyen hacia el pozo ayudando en la limpieza de las perforaciones. Dependiendo la situación los cañones serán retirados o dejados en el fondo del pozo.

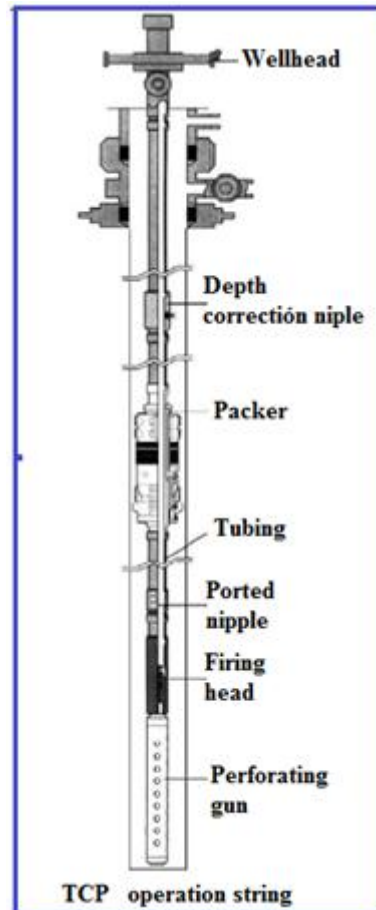


Figura 3.30 TCP Sarta de Tubing Conveyed Perforating- TCP

Con este sistema se logran orificios limpios, profundos y simétricos, ya que permite utilizar cañones de mayor diámetro, cargas de alta penetración, alta densidad de disparos, sin límites en la longitud de intervalos a cañonear en un mismo viaje; todo esto combinado con un diferencial de presión óptimo a favor de la formación en condiciones dinámicas al momento mismo del cañoneo. Este sistema nos permite eliminar el daño creado por la perforación, la cementación y el cañoneo, utilizando para ello la misma energía del yacimiento

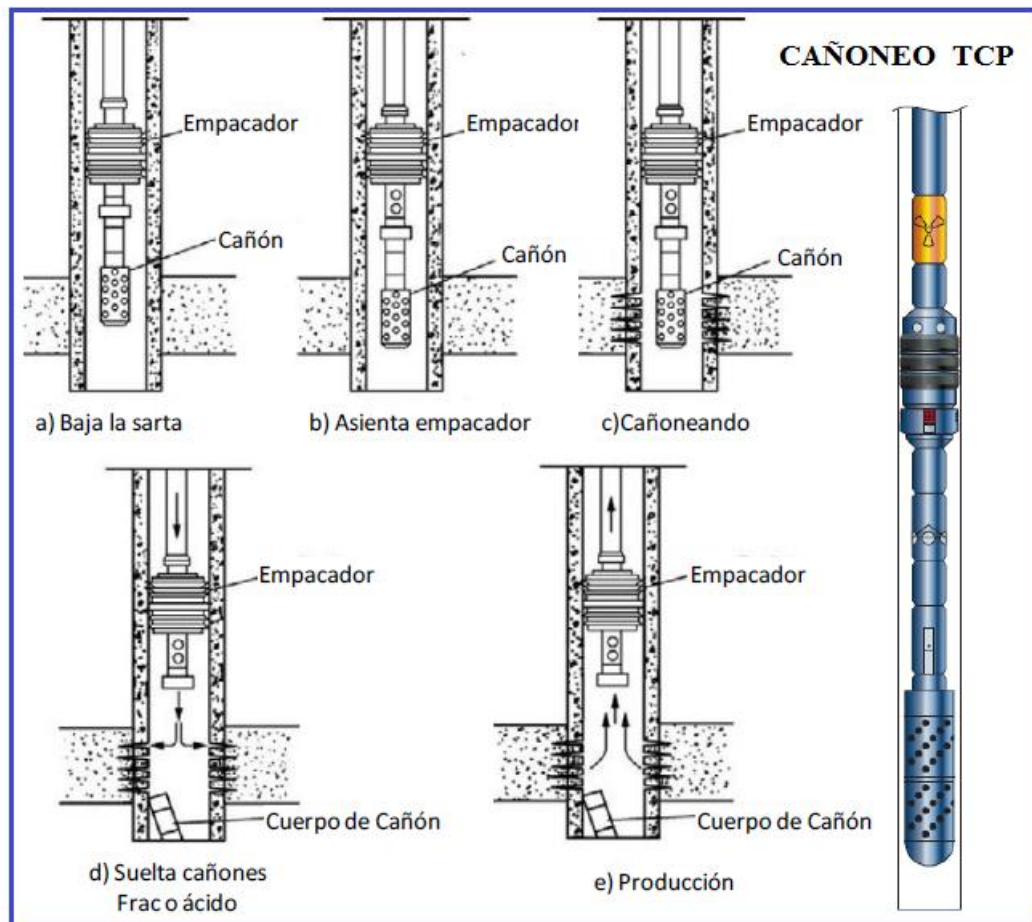


Figura 3.31 Descripción del procedimiento de cañoneo bajo balance TCP

3.3.5. POZOS CON APLICACION DE LA TECNICA TCP

3.3.5.1.COMPLETACIÓN Y ESTIMULACIÓN DEL POZO “AX-1”

El Pozo “A” es un pozo exploratorio perforado en el año 2018, con la finalidad de evaluar dos horizontes productivos, utilizando la técnica TCP. Su profundidad final de perforación fue de 10,000 pies y la profundidad del tapon de fondo a 9,984 pies.

Primer objetivo: Formación Amotape

El primer horizonte productivo fue la formación “Amotape”, entre 8,970 y 9880 pies. El grupo Amotape pertenece a la Era Paleozoica y está constituido por cuarcitas de color gris oscuro con pizarras de color gris oscuro a negro con diseminaciones de pirita, argillitas de color gris oscuro de aspecto lustroso, en algunas pizarras se ha reportado calcita relleno de fracturas.

Se caracteriza por la presencia de microfósiles (moluscos) Pelecípodos (Aviculopecten, Allorisma, Sanguinolites); Cefalópodos (Ortoceras, Gastrioceras, Paralegoceras); Braquiópodos (Spirifer, Chonetes).

Esta formación por tener una permeabilidad muy baja se planifico fracturarla utilizando la tecnología TCP

Sus propiedades petrofísicas se observan en el siguiente cuadro

Cuadro 3.10 Propiedades petrofísicas de la formación “Amotape”

Formación	Fondo	Tope	Porosidad “Ø”	Permeabilidad “K”	Saturación Agua (Sw)	Graved. Especif.	Viscosidad “μ”
	pies	pies	%	md	%	° API	cp
Amotape	9043	8973	7.0	0.37	58	31.0	1.228
Amotape	9270	9111	9.0	2.99	47	31.0	1.231
Amotape	9463	9379	9.0	0.45	62	31.0	1.236
Amotape	9880	9808	8.0	0.63	5	31.0	1.243

ESTIMACIÓN DE RESERVAS

Cuadro 3.11 estimación de reservas de la formación “Amotape”

Formación	Etapa	Fondo	Tope	Area	H neto	Ø	Sw	Bo	POIS
		pies	pies	acres	ft	%	%	Bls/STB	M STB
Amotape	IV	9043	8973	27.6	6	7.0	58	1.228	30.76
Amotape	III	9270	9111	98.8	20	9	47	1.231	594.00
Amotape	II	9463	9379	27.3	9	9	62	1.236	52.74
Amotape	I	9880	9808	34.3	7	8	5	1.243	60.00
								TOTAL	737.44

CAUDAL ESTIMADO

Cuadro 3.12 estimación del Caudal de la formación “Amotape”

Formación	Espesor Neto	Perm.	Viscosidad	Grad. inicial	Grad. flujo	Profund. Media en intervalo	Bo	Q
	h (ft)	K (md)	μ (cp)	psi/ft	psi/ft	pies	Bls/STB	STB/D
Amotape	6.0	0.37	0.909	0.5	0.48	9008.0	1.228	2.54
Amotape	9.0	2.99	0.893	0.5	0.48	9190.5	1.231	70.80
Amotape	27.0	0.45	0.874	0.5	0.48	9421.0	1.236	5.00
Amotape	7.0	0.63	0.843	0.5	0.48	8844.0	1.243	5.87
								83.21

PROGRAMA DE PUNZONADO Y ACIDO-FRACTURA
PUNZONADO

UBICACIÓN				DATOS DEL POZO			
LUGAR		TALARA		TIPO DE POZO		EXPLORATORIO	OD Casing
CAMPO		LOTE “A”		PROFUNDIDAD		9984 ft	
RESERVORIO		AMOTAPE		TOTAL DISPAROS		328	5 ½”
POZO		AX-1		FLUIDO:		SALMUERA	
ETAPA I				ETAPA III			
PROFUNDUNDIDAD (ft)				PROFUNDIDAD (ft)			
FONDO	TOPE	SPE	Nº JETS	FONDO	TOPE	SPE	Nº JETS
9878	9877	4	8	9268	9266	4	12
9870	9869	4	8	9250	9249	4	8
9864	9862	4	12	9239	9238	4	8
9857	9856	4	8	9230	9229	4	8
9853	9852	4	8	9225	9223	4	12
9848	9847	4	8	9177	9176	4	8
9833	9832	4	8	9162	9161	4	8
9819	9818	4	8	9159	9158	4	8
9813	9812	4	8	9154	9153	4	8
			76	9138	9136	4	12
				9127	9126	4	8
				9112	9111	4	8
							108
ETAPA II				ETAPA IV			
PROFUNDUNDIDAD (ft)				PROFUNDIDAD (ft)			
FONDO	TOPE	SPE	Nº JETS	FONDO	TOPE	SPE	Nº JETS
9463	9462	4	8	9043	9042	4	8
9452	9451	4	8	9040	9039	4	8
9434	9433	4	8	9033	9032	4	8
9431	9430	4	8	9030	9029	4	8
9427	9426	4	8	9026	9025	4	8
9321	9420	4	8	8995	8994	4	8
9413	9412	4	8	8990	8988	4	12
9401	9400	4	8	8975	8973	4	12
9380	9379	4	8				
			72				72

PROGRAMA DE ACIDO-FRACTURA

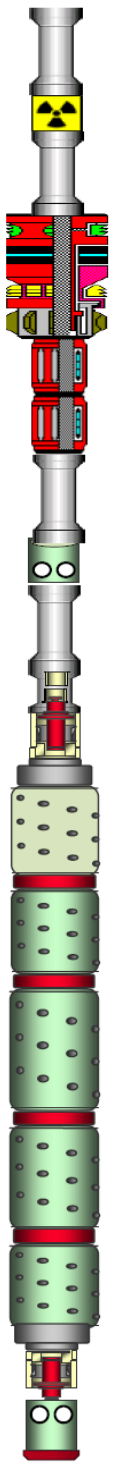
Formación	Etapa	Longit	Densidad fisura	Abertura Fisura	CERAMIC Propp	Proppant	Fluido de Frac	Frac a través de
		Pies	N°/ft	mm		sacks		
Amotape	I	66	2.90	0.22	20/40	320	GEL 25	Csg
Amotape	II	84	3.30	0.66	20/40	380	GEL 25	Csg
Amotape	III	142	2.70	0.43	20/40	600	GEL 25	Csg
Amotape	IV	70	3.60	0.47	20/40	320	GEL 25	Csg
					total	1620		

STAGE	EST. BREAKDOWN (psi)	ISIP GRAD (psi/foot)	Declination (%)	MINIFRAC (bbls)	PAD %	Concent (Ramp) PPA	Rate (bpm)
I	7500	0.81	15%	100	20	0.5, 1, 2, 3, 3.5	20
II	7300	0.80	15%	100	20	0.5, 1, 2, 3, 3.5	22
III	7300	0.80	15%	100	20	0.5, 1, 2, 3, 3.5	24
IV	7000	0.78	15%	100	20	0.5, 1, 2, 3, 3.5	20

DESCRIPCIÓN DE LAS OPERACIONES DE ACI-FRAC

INTERVENTION OBJECTIVE:		COMPLETION	Nº	DESCRIPCION DE LAS OPERACIONES
EBF = 16'		EBT = 15.5'		
TOP OF CEMENT		@ SURFACE		
20"		112'	1	Montar equipo de Workover. Instalar BOP y probar con 5000 psi
			2	Tomar tope con cable de suab, y bajar molino de 118 mm con tubería de 2 7/8" N-80, 6.5 lb/pie + 03 botellas de 3 1/2"
			3	Bajar DVT y limpiar hasta 7595' e intentar activar DVT con peso
			4	Circular completamente con salmuera al 2% KCl
			5	Probar integridad de casing progresivamente hasta 5000 psi, durante 10 min.
			6	Tomar Registro NC-GR-CCL desde FC a 500 ft
			7	Tomar registro CBL-VDL desde FC hasta superficie, manteniendo una presión de 1000 psi en el casing.
			8	Sarta RIH TCP: ensamble TCP + Memory gauge + Packer + tubing 2 7/8" N-80
			9	Correr registro de correlación GR 1 - 11/16", luego sentar Packer
			10	Balear I Etapa: 9878' / 9812' con sistema TCP 76 jets 1/2" (4 SPF, alta penetración)
			11	Realizar prueba de flujo por 30 min.
			12	Si el pozo es fluyente: <ul style="list-style-type: none"> Flujo a través del estrangulador regulable. Evaluar la presión y caudal para condiciones estabilizadas. Alinear flujo al separador y tomar muestra de fluidos Cerrar el pozo en superficie y dejar en prueba de build up pressure.
			13	Si el pozo no fluye: <ul style="list-style-type: none"> Suavear para evaluar el fluido producido y la productividad Cerrar el pozo en superficie y dejar en prueba de build up pressure NOTA: Según los resultados de la evaluación, decida continuar los procedimientos con el programa siguiendo las instrucciones de CNPC.
DV Tool @ 7595'			14	Si es necesario realizar acidificación matricial de la Primera etapa <ul style="list-style-type: none"> Realice prueba de inyectividad con 30 bbls de salmuera (0.5, 1, 2, 3, 4 BPM) Bombear el Tratamiento con ácido (pre enjuague, tratamiento, enjuague posterior) Espere la reacción ácida por 1 hora.
9 5/8"		8135'	15	Realice verificación de flujo durante 30 minutos. Realizar pasos 13 y 14
			16	Levantar Packer con sarta TCP y matar el pozo
			17	Si es necesario, realice la operación de fractura para la ETAPA I como adicional, si no, vaya al procedimiento 21.
AMOTAPE		8973'	18	Con tubería RIH 2 7/8 "N80 con PKR. Sentar el PKR a 2500'. Para colocar bridas en el tubo en BOP.
		9043'	19	Fracturar hidráulicamente ETAPA I a través de la tubería de acuerdo con el programa de fractura (realizar la prueba de Mini Fall Off Test)
		9111'	20	Abra bien y ejecute el cierre forzado de fractura a través de un estrangulador de 3/16 ".
		9268'	21	Si el pozo fluye después del cierre de fractura: <ul style="list-style-type: none"> Conecte el flujo a través del estrangulador regulable (revise el fluido sin arena frac) Conecte el flujo al separador. Tomar muestras de fluidos Cerrar el pozo en superficie y dejar en prueba de build up pressure
AMOTAPE		9379'	22	Si el pozo no fluye después de la fractura: <ul style="list-style-type: none"> Suavee para recuperar el fluido de fractura. Continuar evaluando el fluido producido y la productividad. Cerrar el pozo en superficie y dejar en prueba de build up pressure NOTA: Según los resultados de la evaluación, decida continuar los procedimientos con el programa siguiendo las instrucciones de CNPC.
		9463'	23	Desanclar Paker y equalizar presiones. POOH sarta TCP.
		9812'	24	Bajar canas RIH junk basket hasta 9600'. Sentar tapon WRP a 9530 '. Prueba con 5000 psi. Deje caer 2 sacos de arena frac sobre WRP.
AMOTAPE		9878'	25	Notas: <ul style="list-style-type: none"> Después del Minifrac registrar caída de presión en 60 minutos Máxima Presión de trabajo: 7500 psi. Registre la caída de presión en 10 minutos antes del cierre forzado
FC		9984'		NORMS API RP 53, API RP 16E, API 16D
ZG		10058'		
5 1/4"				
N-80 x 20.0 #/FT: 0' - 10058'				
Casing nipples @ 9315', 8210', 5518', 3506', 1216'				

DETALLES DE LA INSTALACIÓN TCP

1			Diámetro Pulg.	Peso Lb/pie	Grado	Hilos	Máx. Desviac.	8°
		Casing	5 ½"	20.00	N-80	EUE	Temp. fondo	171 °F
2	3	Tubing	2 7/8"	6.50	J-55	EUE	Profund max	9997 fts
							Intervalo baleado	9912-9978
4		N°	Descripción	Profundidad.(ft)		Longitud pies	Diámetro	
				Fondo	Tope		OD	ID
		1	Tubing 2-7/8"	9,596.71	0	9,596.71	2.875	2.441
		2	Radioactive Marker Sub: Pip Tag = 9597.06 ft	9,597.18	9,596.71	0.47	3.688	2.441
5		3	Tubing 2-7/8"	9,627.86	9,597.18	30.68	2.875	2.441
6		4	Packer 5 1/2"	9,633.51	9,627.86	5.65	5.50	2.38
		5	Gauge Carrier	9,638.66	9,633.51	5.15	4.43	2.45
7		6	Gauge Carrier BU	9,643.83	9,638.66	5.17	4.43	2.45
		7	Tubing 2-7/8" (4)	9,767.93	9,643.83	124.10	2.875	2.441
		8	MagnumDisk Underbalance Sub	9,768.71	9,767.93	0.78	3.688	2.441
8		9	Tubing 2-7/8"	9,799.64	9,768.71	30.93	2.875	2.441
		10	Pup Joint w/ Tubular Collar NO-GO on the top & bottom	9,802.43	9,799.64	2.79	2.875	1.575
9		11	Detonator Body w/ Mechanical Impact Firing Head	9,802.73	9,802.43	0.30	3.680	n/a
10		12	Top Sub 4"	9,803.04	9,802.73	0.31	4.000	n/a
11		13	Safety Spacer 4"	9,811.04	9,803.04	8.00	4.000	n/a
12		14	Tandem Sub 4"	9,811.31	9,811.04	0.27	4.000	n/a
13		15	High Shot Density Gun 4", 4 spf, 90° 9812'-9813' w/ 08 shots	9,816.31	9,811.31	5.00	4.000	n/a
14		16	Tandem Sub 4"	9,816.58	9,816.31	0.27	4.000	n/a
15		17	High Shot Density Gun 4", 4 spf, 90° 9818'-9819' w/ 8 shots & 9832'-9833' w/ 8 shots	9,837.58	9,816.58	21.00	4.000	n/a
16		18	Tandem Sub 4"	9,837.85	9,837.58	0.27	4.000	n/a
17		19	High Shot Density Gun 4", 4 spf, 90° 9847'-9848' w/ 8 shots, 9852'-9853' w/ 8 shots & 9856'-9857' w/ 8 shots	9,858.85	9,837.85	21.00	4.000	n/a
18		20	Tandem Sub 4"	9,859.12	9,858.85	0.27	4.000	n/a
19		21	High Shot Density Gun 4", 4 spf, 90° 9862' - 9864' w/ 12 shots, 9869'-9870' w/ 8 shots & 9877'-9878' w/ 8 shots	9,880.12	9,859.12	21.00	4.000	n/a
20		22	Top Sub 4"	9,880.43	9,880.12	0.31	4	n/a
21		23	Detonator Body w/ Hydraulics Firing Head	9,880.73	9,880.43	0.30	3.680	n/a
22		24	Adapter Firing Head	9,881.61	9,880.73	0.88	3.688	2.441
23		25	Bull Plug 4"	9,882.12	9,881.61	0.51	2.875	n/a
24								
25								

3.4.TECNICAS DE MUESTREO E INSTRUMENTOS

3.4.1. Técnicas de Muestreo y recolección de datos

- Estadísticas y fuentes secundarias de información: como datos de resultados de cañoneos realizados en otros estudios de completación de pozos.
- Observación sistemática regulada y controlada: referente a la información obtenida de los instrumentos de control automático en tiempo real de los datos de las variables observadas, como son volúmenes del fluido de completación, numero de disparos, profundidad de disparos y datos de los registros eléctricos sobre condiciones de subsuelo.

3.4.2. Instrumentos de recolección

Los instrumentos de recolección de datos están en función del grado de exactitud con el cual se quieren medir las variables en estudio. En nuestro caso se utilizarán reportes de las variables operativas monitoreadas.

3.5.CONFIABILIDAD Y VALIDEZ DE LOS INSTRUMENTOS

Para este trabajo los instrumentos de medición son calibrados por empresas acreditadas y su funcionamiento esta verificado con su certificado de calibración.

CONCLUSIONES

- Desde las pruebas de pozos para evaluar el yacimiento, las completaciones, el disparo es un elemento clave para el éxito de la producción económica de petróleo y gas.
- La productividad de un pozo depende de la caída de presión en las cercanías del hueco, la cual depende del factor daño, el cual a su vez depende del tipo de completación, del daño de formación y de los disparos.
- Los disparos cobran importancia gracias a la investigación y al conocimiento de sus principios básicos. Dentro de los cuales la desviación respecto a su eje de simetría, la penetración y tamaño de los orificios han ido mejorando con el uso de nuevos tipos de cargas, como los son las cargas de penetración profunda y alto rendimiento del explosivo.
- El último avance en cargas es el manejo y control de residuos de los disparos, que es muy importante en pozos desviados o pozos horizontales. Para poder remover los detritos, es que los nuevos estudios confirman que debe existir un desbalance de presiones entre la presión en el pozo y la presión de la formación ($P_w < P_{fm}$). Es conocido como “Underbalance”
- Estas técnicas modernas de punzado cumplen una función importante en las técnicas de estimulación, como el fracturamiento, la acidificación y además en el control de arena para las formaciones no consolidadas.
- La nueva tecnología TCP, nos permite bajar los cañones con tubería de producción y se puede bajar una sarta de cañones para punzar dos o mas zonas. Incorporando Packers que permiten aislar zonas y bajar sartas de producción selectiva.
- El sistema TCP, también permite liberar cañones y dejarlos caer, sentar packers y abrir y cerrar válvulas.
- En el Nor- Oeste el fracturar un reservorio en la formación Amotape de baja permeabilidad produce un incremento en la productividad equivalente al 100% .
- El beneficio económico del uso del sistema TCP esta en punzonar de un mismo pozo en forma selectiva varias zonas.

RECOMENDACIONES

- Verificar las condiciones no comunes o no estándares como las altas temperaturas y presiones de fondo de pozo, los largos tiempos de exposición,
- Verificar grandes desviaciones al perforar puede generar contratiempos o problemas de bajada de herramienta.
- Tanto la productividad como la inyectividad del pozo dependen fundamentalmente de la técnica de cañoneo. Este último depende del tipo de Completación, del daño de la formación y de los parámetros de los disparos.
- En pozos de desarrollo es recomendable evaluar económicamente la rentabilidad del reservorio.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- HERNANDEZ, R., FERNANDEZ, C., Y BAPTISTA, P. (2006) “Metodología de la Investigación”. Cuarta Edic., McGraw-Hill INTERAMERICANA DE MÉXICO, S.A.
- MONJE, C.A. (2011) “Metodología de la Investigación Científica Cuantitativa y Cualitativa”, 1era Edic., Libro didáctico, Universidad Surcolombiana, Colombia.
- “Estudio Técnico Económico de la utilización de los diferentes sistemas de cañoneo a las arena U y T en el área Cubayeno”, Carlos L Benavides Laguapillo, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador, año 2012.
- “Técnicas de Diseño de los disparos para optimizar la productividad”, Larry Behrmann, James E. Brooks, Rosharon, Texas, EE.UU. Andrew Brown, Charlie Michel, BP Amoco, Sunbury on Thames, Inglaterra. Traducción del artículo publicado en Inglés en Oilfield Review , año 2000, derechos de autor Schlumberger.
- “ Operaciones de disparos: cuando falla el objetivo” , Dennis Baxter, Harouge Oil Operations (Petro-Canada), Trípoli, Libia; Larry Behrmann, Brenden Grove, Rosharon, Texas, EUA; Julianne Heiland, Luanda, Angola. Traducción del artículo publicado en Inglés en Oilfield Review , año 2009, derechos de autor Schlumberger.